序

人类进入21世纪，能源的全球供求矛盾呈现日益突出的态势。石油是世界能源消费的重要组成部分。近年来，随着国民经济的持续、快速发展，中国已经成为世界第二大石油消费国。如何保障我国石油安全和有效供给，已经成为我们面临的巨大挑战。

中国石油担负着保障国家油气安全供给的责任。长期以来，面对国内外竞争环境的变化，面临资源有限与需求不断增长的现实矛盾，中国石油实施技术创新战略，努力建设创新型企业，把提升自主创新能力放在突出的位置，围绕主营业务发展的需求，一手抓关键技术的攻关，一手抓技术创新能力建设，通过技术研发培育创新能力，依靠创新能力的提升，实现技术突破，使技术创新成为实现持续有效较快协调发展的重要支撑，成为建设具有较强国际竞争力跨国企业集团的重要支撑。“十五”期间，在勘探开发、炼油化工、油气储运、工程技术和软件、装备等研发领域，取得了一大批创新成果，在日益复杂的条件下，实现了石油储量和产量的稳步增长。

创新固然重要，技术的集成、有形化和共享同样重要，总结和提高非常有意义，这些都是提高科技竞争力所必须做的工作。国外的许多大型石油公司就有各专业系统、详尽、实用的技术手册，并且经常在修订。正是出于总结和提高的目的，中国石油天然气集团公司科技发展部以创新的思路，提出了组织《中国石油“十五”科技进展丛书》编写的计划，系统、全面总结中国石油五年来的科技工作，包括应用基础研究、技术开发、技术引进、技术推广与应用和装备研制等。这是十分有益的尝试，也是一项非常重要的工作，应该做好并继续做下去。

我十分高兴地看到，现在这项工作得到了大家的充分重视，进展得很顺利。《丛书》的阶段成果已经为我们编制“十一五”科技发展计划提供了重要的基础和依据；《丛书》的审稿结果也表明，我们的科技成果得到了很好的总结，体现了我们自己的专有技术、特色技术和技术集成；《丛书》的出版，我们预期也会对培养一批优秀专业人才起到重要的作用。

今年是“十一五”的开局之年，中国石油的发展也处于重要的战略机遇期。中国石油天然气集团公司召开科技大会，总结“十五”，部署“十一五”的科技工作，我们要以此为契机，进一步贯彻落实全国科技大会精神，要全面理解自

主创新的科学内涵，做好原始创新、集成创新和引进消化吸收再创新。要坚定信心，坚忍不拔地建设创新型企业。在中国石油全面建设具有国际竞争力的跨国企业集团的进程中，科技工作要率先与国际接轨。值此《丛书》出版之际，我真切地希望这套书能成为记载中国石油科技发展的重要的里程碑，真诚地感谢参与研究和编撰工作的广大科技工作者。让我们继续努力，使中国石油的科技工作更加辉煌！

周吉平

2006年4月

丛书前言

“十五”期间，中国石油天然气集团公司（以下简称中国石油）在石油天然气勘探开发、炼油化工、石油工程技术服务、石油化工产品储运和贸易以及国际业务等方面都取得了长足的发展。中国石油的规模实力和可持续发展能力显著增强，成为历史上最好的发展时期之一。

随着半个多世纪石油天然气的勘探开发，近年来我国石油工业不得不面对越来越复杂的石油地质条件和高难度的油气生产、加工环境，而中国石油“十五”以来之所以能够取得令人瞩目的成就，得益于科技发展对主营业务的技术支持。为了应对国内外竞争环境的变化，中国石油实施建设一流社会主义现代化企业和具有国际竞争力的跨国企业集团的发展战略，全面落实科学发展观，紧密围绕主营业务发展的技术需求，以“两个转变”（由跟踪模仿向自主创新的转变，由主要为国内业务提供技术支持向立足国内、大力为海外业务提供技术支持的转变）和“四个加强”（加强重大工程技术瓶颈的攻关、加强对具有自主知识产权核心技术的开发、加强对海外业务的技术支持、加强应用基础研究）的创新思路，集中组织了重大科技攻关、重大现场试验、新技术推广应用和超前储备技术研究。“十五”期间，共承担实施国家级科技项目 15 项，安排公司级科技项目 359 项，获得国家级科技奖励 29 项和一批集团公司级重大科技成果，这些创新成果有力地支持了中国石油的生产经营和各项业务的快速发展。

为了系统全面反映中国石油“十五”的科技发展和技术创新成果，中国石油天然气集团公司科技发展部决定组织编写《中国石油“十五”科技进展丛书》（以下简称《丛书》），通过系统总结，以期形成专有技术的集成，形成中国石油具有共享性质的知识体系，从而构成企业有载体的无形资产和企业文化的重要组成部分。

《丛书》以总结中国石油科技研发活动的进展为主，兼顾国内其他部门和国外的进展；以科技计划为基础，以重大研究项目或攻关项目为重点。各分册既有重点成果，又形成相对完整的知识体系，具有先进性、系统性、实用性。它是科研成果的集成，是集体智慧的结晶，是整个科技创新的精华提升和综合性总结。

从 2003 年四季度开始调研至今的两年多时间里，中国石油天然气集团公司科技发展部组织了《丛书》项目组，在充分调研的基础上设计了 14 个分册，明

确了各分册的牵头单位及负责人，讨论确定了各分册构成内容、编写大纲，提出了各分册编写及审稿工作要求。分别于 2004 年 8 月、2005 年 7 月和 2006 年 3 月召开了三次编委会。

《丛书》编委会主任、中国石油天然气集团公司周吉平副总经理非常重视《丛书》的组织编写工作，做出了重要指示，提出了具体要求，指出《丛书》编写也是科技集成创新的一个方面：①《丛书》是对“十五”科技成果的总结、提高，是编制“十一五”科技发展规划的重要基础和依据；②《丛书》应体现出自己的专有技术和特色技术；③《丛书》对提高科技自主创新能力要发挥重要的作用；④《丛书》对培养优秀专业人才要起到重要的指导作用。

具体来说，我们组织这套《丛书》的目的，一方面是总结中国石油阶段性的科技进展，为“十一五”的工作打好基础，另一方面且更重要的是为了扩散传播和推广应用这些成果和技术。《丛书》的编写是由行政单位牵头，把学术带头人、知名专家和有学术影响的人融合在一起组成编写团队。《丛书》的编写工作有如下特点：①各单位领导高度重视，抽调精兵强将参与分册编写工作；②各分册负责人高度重视，精心组织；③编写队伍中凝聚了一大批高水平的专家，基本代表各个专业领域的最高水平；④各分册既有重点成果，又形成了相对完整的体系，体现了先进性、系统性和实用性；⑤《丛书》展望未来科技发展方向，对编制“十一五”科技计划有很好的指导作用。

经过两年多的组织编写，到 2005 年底，经过多次审稿、修改，各分册都达到了预期目标。各分册的主要内容如下。

（1）石油科技进展综述：由中国石油天然气集团公司科技发展部牵头，负责人刘振武。该分册综述中国石油“十五”期间在石油科技各个方面的进展以及对“十一五”的展望。

（2）石油地质理论与方法进展：由中国石油勘探开发研究院牵头，负责人赵文智。内容包括陆相层序地层学理论与方法、岩性地层油气藏理论与方法以及前陆盆地、被动裂谷盆地、叠合盆地的油气富集规律和勘探技术的新进展，油气资源评价方法体系建立与应用，前瞻性地对非常规油气资源进行了展望并总结了石油地质综合研究方法。

（3）石油地球物理勘探技术进展：由东方地球物理勘探有限责任公司和中国石油天然气集团公司物探重点实验室牵头，负责人钱荣钧、王尚旭。内容包括地震勘探数据采集技术、处理方法、解释技术，地球物理软件、模型技术，油藏地球物理、重磁电综合勘探技术、勘探实例以及今后技术发展方向等。

（4）石油地球物理测井技术进展：由中国石油天然气集团公司测井重点实

验室和中国石油大学（北京）牵头，负责人王敬农、鞠晓东。内容包括测井应用基础研究、测井新技术开发、测井装备研制、测井新技术推广与应用等。

（5）钻井工程技术进展：由中国石油天然气集团公司科技发展部和中国石油勘探开发研究院牵头，负责人孙宁、苏义脑。内容包括水平井钻井技术、深井超深井钻井技术、欠平衡钻井与气体钻井技术、大位移井与分支井钻井技术、固井和完井技术、钻井液与储层保护技术、海外钻井实践、钻井装备与工具以及钻井工程应用基础与前沿技术等方面的新进展。

（6）采油工程技术进展：由中国石油勘探开发研究院牵头，负责人刘玉章。内容包括采油工程方案编制、完井、人工举升、注水工艺、油田堵水调剖技术、低渗透油藏压裂酸化工艺技术、热力采油、防砂工艺技术、套损机理分析及修复防护技术、采气工艺等方面的新进展。

（7）油气藏工程技术进展：由中国石油勘探开发研究院牵头，负责人袁士义。内容包括油层物理与渗流力学的理论进展，以及油气藏精细描述与精细数值模拟技术、勘探开发一体化油气藏评价技术、不同类型油气藏开发/调整方案优化设计技术、剩余油分布预测研究形成的改善水驱技术和油气田开发规划与经济评价研究取得的新进展。

（8）提高采收率技术进展：由中国石油勘探开发研究院牵头，负责人沈平平。内容包括油藏精细描述技术，聚合物驱油技术、化学复合驱油技术，热力采油技术，注气提高采收率技术、微生物提高采收率技术以及其他提高采收率技术等方面的新进展。

（9）石油地面工程技术进展：由中国石油集团工程设计有限责任公司牵头，负责人迟尚忠。内容包括油田地面工程、气田地面工程、滩海油气田工程、腐蚀与防护、地面工程新设备与应用、计量仪表与自动化、化学药剂等方面的新进展。

（10）油气输送管道工程技术进展：由中国石油天然气集团公司管材研究所和中国石油天然气管道局牵头，负责人杨龙、高泽涛。内容包括油气管道勘察设计技术、高性能管材国产化技术、管道施工技术、管道输送技术、管道检测与完整性评价技术、腐蚀与防护技术、施工和运行管理技术等方面的新进展。

（11）石油炼制与化工技术进展：由重质油国家重点实验室、中国石油天然气集团公司催化重点实验室和中国石油炼油化工技术研究开发中心牵头，负责人徐春明、鲍晓军。内容包括重油加工、清洁油品生产和润滑油、石蜡、沥青等特色产品的生产技术等石油炼制技术方面取得的进展，基本有机原料、三大合成材料、天然气化工和化肥以及精细化工等石油化工领域的进展，以及在催

化材料、催化剂、石油化工装备和先进控制技术方面取得的新进展。

（12）石油信息技术进展：由中国石油天然气集团公司石油经济技术研究中心牵头，负责人王同良。内容包括信息技术在石油工业上游、下游中的应用，中国石油计算机网络建设、管理信息系统、电子商务以及信息网站及门户建设等。

（13）石油环保技术进展：由中国石油天然气集团公司质量安全环保部和环境工程技术中心牵头，负责人董国永。内容包括环保技术、石油相关污染及其控制、清洁化生产、环境影响评价等。

（14）勘探开发集成配套技术及应用实践：由中国石油天然气集团公司科技发展部、中国石油勘探开发研究院和中国石油天然气勘探开发公司研究中心牵头，负责人方朝亮、牛嘉玉、卞德智。主要内容是围绕岩性地层油气藏、前陆盆地、老油区挖潜、边际油田、被动裂谷、复杂碳酸盐岩油气藏、复杂小断块、低渗透油藏等重大勘探开发领域，系统分析和总结了使油气勘探和开发取得重大突破的各项配套技术与方法。

以这样一个思路来组织编写这样一套《丛书》，是一个新的尝试。期待通过我们的努力，这套《丛书》能够达到预期的目的，能够得到大家的认可。我们计划今后每五年总结编写一次，形成一个模式。对每五年的科技进展进行总结、提炼、积累，让后人站在这个平台上继续攀登，加快企业对已有技术的学习应用和加快技术创新的步伐。

《丛书》的组织编写和出版工作也是一项任务量很大的工程。在两年多的时间里，组织数十个科研单位、数百名科研人员投身于其中，在完成紧张的科研和生产任务的同时，认真落实周吉平副总经理指示和要求，以高质量高标准完成了各个分册的编写工作，并不厌其烦的进行修改，达到了最终的出版要求；石油工业出版社组织一流的编辑出版力量，高质量、高标准完成《丛书》的编辑出版工作，力争把这套《丛书》出成精品图书。值此《丛书》出版之际，对所有参与这项工作的院士、专家及科研人员，对他们辛勤而杰出的工作深表感谢。

《丛书》的出版又使我们迈向了新的起点。我们在期望《丛书》发挥应有效用的同时，也真诚地希望广大科技界的同仁能不吝赐教，使《中国石油“十一五”科技进展丛书》能够编得更好。

《丛书》编委会

2006 年 4 月

前　言

中国石油天然气集团公司（以下简称中国石油）在世纪之交完成重组改制，以崭新的面貌进入了新世纪。从2001年至2005年的五年期间，累计新增探明石油储量24.2亿吨、天然气地质储量1.7万亿立方米。五年新增的天然气储量相当于2000年以前50年累积探明天然气地质储量2.5万亿立方米的70%。可以说，这五年是中国石油取得丰硕成果的五年，也是中国石油发展史上最辉煌的五年。其中科技进步，特别是石油地质理论的快速发展与新技术、新方法的应用，对中国石油上游勘探的发展起到了重要的推动作用。

《石油地质理论与方法进展》是《中国石油“十五”科技进展丛书》的一个分册，它全面反映了中国石油“十五”以来石油地质理论研究取得的最新进展，以及相关新技术、新方法在勘探中的显著应用效果。其中在陆相层序地层学理论与方法、岩性地层油气藏理论与方法、前陆盆地石油地质理论与油气分布规律、叠合盆地石油地质理论与勘探技术、油气资源评价方法体系的建立与应用等方面进展尤为显著，不仅对中国石油油气探明储量的快速增长起到了重要的推动作用，而且丰富和发展了石油天然气地质理论。

在内容安排上，本书没有按照传统的石油地质理论所涉及的学科内容进行编写，而是依托五年来中国石油勘探开发研究院为主、中国石油大学等相关单位承担的一系列国家级、部级重大科技研发项目所取得的最新研究成果编写，通过反复精选和推敲，并与前人研究成果进行对比，使每一章都反映出近几年我国石油地质理论中一个相关研究领域的理论新进展、新方法与新技术。虽然不是一部新的石油地质理论与方法百科全书，但它所呈现给广大读者的内容都是中国石油广大科技工作者大胆探索与勇于创新的精华，是中国石油地质理论与方法不断发展、内涵不断丰富的具体写照。

本书由赵文智担任主编，提出编写思路和框架，并对核心内容的表述进行了多次审订。邹才能、宋岩、柳广弟担任副主编，负责统稿工作。

全书分为十一章。第一章由靳久强、李建忠执笔，依托“板块构造演化与含油气盆地形成和评价”项目以及近年来构造研究的成果，重点介绍了中国及邻区板块构造演化特征，以及对含油气盆地形成的影响及控制作用；第二章由池英柳、朱筱敏、李明等执笔，依托“陆相层序地层、沉积储层成因及预测方法研究”项目，从我国陆相沉积的基本环境出发，提出了陆相层序分级与识别的基本原理和方法，系统总结了不同类型陆相盆地层序发育的主要控制因素和发育模式；第三章由赵文智、汪泽成、柳广弟、王飞宇等执笔，依托“中国含油气系统与油气分布规律研究”和“含油气系统技术开发研究”项目，系统分析了中国叠合盆地含油气系统的基本特征，提出了复合含油气系统的基本概念、内涵与描述方法以及工业化应用的流程，同时介绍了复合含油气系统研究中关于成藏动力学方面取得的新进展；第四章由赵文智、柳广弟、王红军、赵长毅、王兆云等执笔，依托国家973项目“高效天然气藏形成分布与凝析、低效气藏经济开发的基础研究”，介绍了高效天然气藏形成与分布研究中有关天然气成因、成藏与分布等基础研究方面的新成果；第五章由邹才能、

赵文智、袁选俊、陶士振、薛叔浩、徐安娜、方杰、谷志东、汪泽成、徐志川等执笔，依托“岩性地层油气藏形成理论与勘探实践”项目，系统介绍了中国岩性地层油气藏的内涵与基本类型，岩性地层油气藏的形成机理与勘探方法；第六章由宋岩、魏国齐、赵孟军、柳少波、洪峰等执笔，依托“中西部前陆盆地油气成藏与分布规律”和“前陆盆地复杂构造地质建模与油气成藏系统研究”等项目，阐述了中国前陆盆地形成的地球动力学背景，前陆盆地类型划分以及油气成藏机理与勘探潜力等内容；第七章由窦立荣、田作基、潘校华、苏永地、肖坤叶和程顶胜执笔，主要是在苏丹三大项目勘探成果的基础上凝练而成，童晓光院士、赵文智教授给予了悉心指导，并得到中国石油天然气勘探开发公司研究中心非洲勘探室和苏丹三大项目有关人员的大力支持和帮助；第八章由赵文智、张光亚、张水昌等执笔，以中国石油在塔里木、四川、鄂尔多斯海相克拉通盆地油气预探、勘探前期评价、科技项目为依托，系统总结了中国海相盆地特殊的石油地质条件与油气分布规律，提出了一套有针对性的叠合盆地油气勘探思路与方法；第九章由胡素云、瞿辉等执笔，依托中国石油“第三次油气资源评价”项目，系统介绍了一套应用新理论、新技术形成的具有更新换代意义的油气资源评价方法体系，体现出油气资源评价在中国石油战略选区中发挥的突出指导作用；第十章由李剑、宋岩、柳少波、洪峰等执笔，全面介绍了近几年中国石油在煤层气地质理论与勘探技术方面的成果，以及对油页岩、油砂、天然气水合物等非常规资源的调研成果；第十一章由赵文智、李伟等执笔，是在中国石油勘探开发研究院多年从事石油与天然气勘探基础研究与勘探实践的基础上，融会了新一代石油地质学家对石油地质综合研究的深刻思考与感悟，是一章带有浓郁哲学思想的方法论。

随着科技工作者的不懈努力，勘探的不断发展，中国石油地质理论与方法将更加充实，内涵将会不断完善。短短五年时间，是中国石油地质学理论发展进程中的一个小站，我们相信《石油地质理论与方法进展》一书将是屹立于这个小站上的一座显著丰碑，以此为新的起点，中国石油的科技工作者将继续依靠自身的能力，坚持不懈地走发展之路，走自主创新之路，为油气勘探持续获得突破和发展做出更大的贡献。

在本书审稿过程中，为了统一观点、规避重复、消除语病和表述上的谬误，还聘请田克勤、赵俭成两位老专家对本书进行审核，王红军博士参与了后期统稿工作，在此一并表示感谢。应该指出，本书内容是集体智慧与劳动的结晶，参与该书编写的执笔人只是科研团队的部分代表，在该书即将面世之时，愿借此一角向为这些理论与方法技术的发展做出贡献的每一位研究人员表示衷心的感谢！

特别感谢中国石油天然气集团公司周吉平副总经理，中国石油天然气股份有限公司贾承造总地质师，中国石油天然气集团公司科技发展部刘振武主任、方朝亮副总工程师，中国石油天然气股份有限公司科技信息部罗治斌副总经理给予我们的极大关心和指导。感谢石油工业出版社周家尧副总编辑以及相关编辑为本书的出版付出的辛勤劳动。

由于编者水平有限，书中难免出现不妥之处，敬请广大读者指正。

目　　录

Contents

第一章　中国板块构造与含油气盆地

板块构造学说自1972年由尹赞勋介绍到中国之后，我国的地学工作者以这一学说为指导，对中国的地质现象进行了大量的研究，取得了令人瞩目的成果。早期的成果大致可归结为中国板块构造轮廓及演化（李春昱，1980）、中国的板块构造与地体研究（郭令智等，1984）、中国的板块构造与含油气盆地（朱夏，陈焕疆，1983）以及中国大陆板块构造与含油气盆地远景评价（朱夏，1986；张恺，1991，1995）。近年来，我国的地学工作者在中国大陆古板块演化重建（任纪舜等，1997；翟光明等，2002）、中国的板块构造与含油气盆地评价（翟光明等，2002）、大陆岩石圈动力学和造山带研究（张国伟等，1997；许志琴等，1998）以及在全球构造与动力学框架中中国板块构造动力学研究（马宗晋等，2003）等领域取得了新的进展。

新的研究进展表明，中国的板块构造经历了长期复杂的演化历史，表现为小陆块拼合、多旋回演化和强烈的陆内构造活动特征（翟光明等，2002）。自显生宙以来，中国大陆的板块构造演化，依次受古亚洲洋、特提斯－古太平洋和印度洋—太平洋三大动力学体系的控制。在它们的作用和影响下形成了古亚洲构造域、特提斯构造域和环（滨）太平洋构造域（任纪舜等，1997）。三大构造域的叠加、复合与归并控制和影响了中国油气区的分布与特征，也为中国油气盆地的形成与演化提供了动力学背景。

多旋回的构造运动和多期次的盆地叠加使中国的盆地多具叠合盆地的特征。近年来，中国含油气盆地的研究取得了显著的成果，专家提出了若干分类方案，以体现中国盆地的叠合特征（赵文智等，2002；翟光明等，2002），并强调原型盆地分析在中国含油气盆地研究中的重要作用。多旋回构造运动和多期次叠合盆地使得盆地构造丰富多彩，圈闭类型多样。同时，它也影响到烃源岩的演化以及油气的运移和分布，使得中国的含油气系统多表现为复合油气系统。

第一节　中国及邻区板块构造演化与成盆背景

一、中国大陆板块构造基本格局

1. 中国大陆板块的主要构造单元

任纪舜等（1981）将中国及邻区古生代以来的大陆构造划分为三个主要构造单元，即古亚洲（萨彦—额尔古纳、天山—兴安、昆仑—秦岭）、特提斯（喜马拉雅和滇藏）以及环太平洋带。李春昱（1983）将我国划为五个大区，包括北方板块构造区、塔里木—华北板块构造区、以昆仑—秦岭为中心的构造区、西藏及横断山构造区和华东构造区。王鸿祯等（1990）将中国及其邻区划分为北亚（西伯利亚、蒙古—兴安、布列亚—松辽、哈萨克）、亚洲中轴（中朝、塔里木）、南亚（扬子、西藏—缅甸、印支—南海）、东冈瓦纳（印度—

巴基斯坦）以及环太平洋（东北、东南）共五个构造域。程裕淇（1994）将我国划为五个构造—地理区：天山—兴安、塔里木—华北、昆仑—秦岭、川滇青藏和华南。Sengor & Natalin（1996）将亚洲划分为北方克拉通（安加拉、俄罗斯）、阿尔泰（哈萨克、蒙古）、中间单元（中朝、塔里木、卡拉库姆）、特提斯（扬子、印支—南海、西藏—缅甸、伊朗）、南部克拉通（印度、阿拉伯）以及东亚日本区（日本、勘察加、台湾、菲律宾以及东加里曼丹）。

根据前人的工作并参照古板块恢复的需要，翟光明等（2002）把我国及其邻区的古板块构造划为以下六个区（图 1－1）：

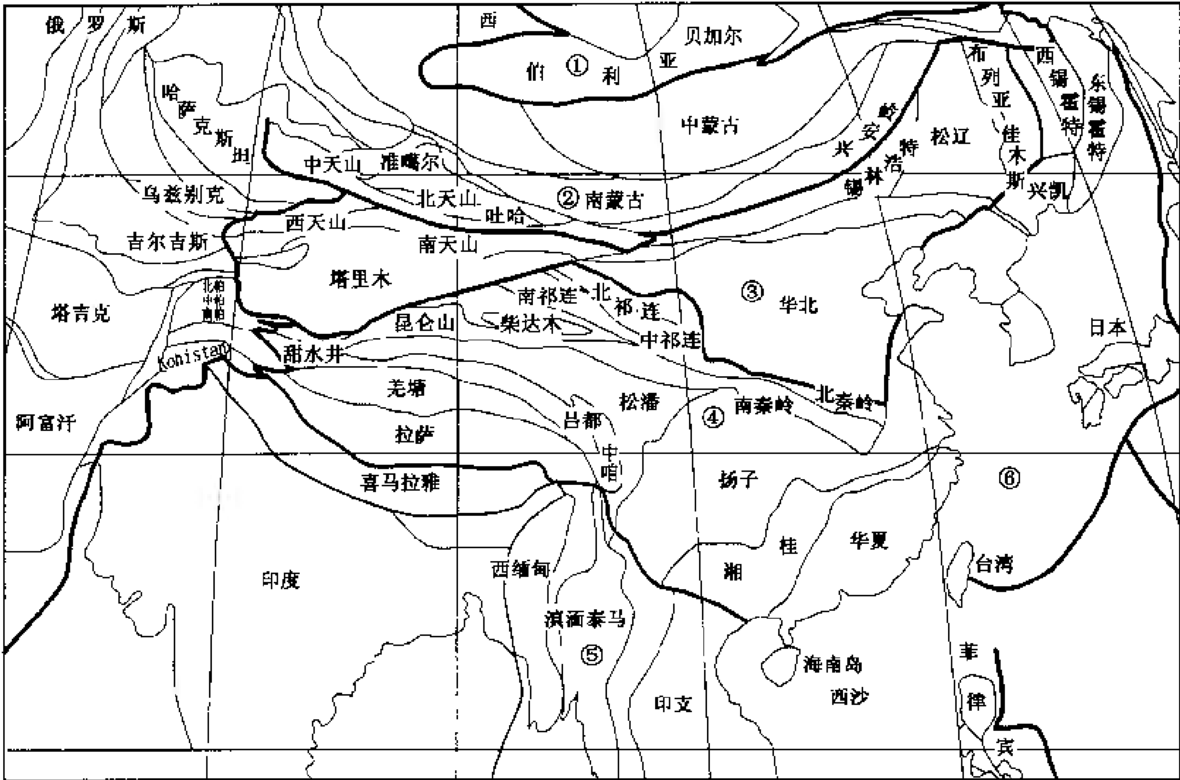


图 1－1 中国板块构造划分图（据翟光明等，2002）

①北方克拉通；②阿尔泰区；③中部块体；④特提斯；⑤南部克拉通；⑥东亚区

1）北方克拉通［包括西伯利亚大陆块、俄罗斯（东欧）大陆块］；

2）阿尔泰区（包括哈萨克斯坦、准噶尔、伊犁—中天山、东部的中蒙古、南蒙古戈壁、兴安岭）；

3）中部块体（包括东北的松辽、锡林浩特、布列亚—佳木斯等及华北与塔里木）；

4）特提斯（包括西部的昆仑山、昌都、羌塘、拉萨、喜马拉雅，中部的松潘、北祁连、中祁连、南祁连、柴达木，以及东部的北秦岭、南秦岭、扬子、湘桂、华夏、海南岛、西沙）；

5）南部克拉通（印支、滇缅泰马、西缅甸）；

6）东亚区（锡霍特、兴凯、日本、台湾、菲律宾以及加里曼丹）。

2. 主要板块边界及其闭合时间

（1）东北地区

华北与西伯利亚碰撞拼合是一个相当宽阔的地区，这里包含一系列板块边界，争论焦点是哪一条边界代表华北与西伯利亚之间的主要边界，实际上这一系列边界是逐渐闭合的。

1）斯塔诺夫带：西伯利亚南缘，也称外兴安岭带，年龄为850—550Ma。

2）主蒙古带：代表蒙古—鄂霍次克海，东北地块与西伯利亚的最后对接为白垩纪的阿尔必阶（112—97 Ma）与阿普特阶（124—112Ma）之间。

3）索伦山—贺根山蛇绿岩：贺根山蛇绿岩的形成时期为早泥盆世（刘家义，1983），索伦山蛇绿岩侵位于中石炭世—早二叠世地层中（程裕淇，1994）。索伦山—贺根山带为一条早海西俯冲带。

4）西拉木伦带：早古生代末—晚古生代初，完成由洋到陆的转变（李锦轶，1987）。华北陆块与东北地块拼贴的最后对接为晚二叠世。

5）清津海西俯冲带：布列亚—佳木斯地块与松辽（或称伊春）地块之间，自志留纪开始扩张分离，一直到晚二叠世对接。

6）嫩江—八里罕断裂：松辽地块西缘断裂，晚二叠世对接。

7）那丹哈达带：那丹哈达蛇绿岩套侵位于晚三叠世—早侏罗世深海相浊积岩之中（程裕淇，1994）。那丹哈达—比金混杂堆积代表的时代为基默里奇期至提塘早期，相当于154—150Ma（邵济安，唐克东等，1995）。

（2）西北地区

1）萨彦岭。

2）北航爱—鄂尔浑—色楞格带。

3）准噶尔西北部：西准噶尔洋，主要发育在寒武—奥陶纪，而在早、中泥盆世已是褶皱带（肖序常，1992）。

4）准噶尔东北部：东准噶尔洋为加里东期大洋，海西早期俯冲。包括：库尔木图带；额尔齐斯俯冲带；阿尔曼泰俯冲带；克拉美丽俯冲带。

5）天山：天山两分方案认为只存在一条海西缝合线，北面的北天山为洋壳，南面的中天山和南天山为塔里木北缘的再生地槽（王鸿祯，1990）。把天山三分是由刘东生（1981）提出的。一般认为中天山是指伊犁开始到星星峡以东。中天山南界为汗腾格里—库米什断裂。中天山主幕发生在中奥陶世末，第二幕发生在志留纪末。北天山洋盆大致存在于中寒武世—泥盆纪末（王宝瑜，1994）。南天山洋盆大致存在于424—345Ma，塔里木和伊犁碰撞发生于383—325Ma之间（王宝瑜，1994）。Sengor（1996）认为塔里木是在早—晚石炭世之间（342—306Ma）与哈萨克斯坦碰撞结合的。

（3）秦—祁—昆地区

中元古代时昆仑—秦岭古海洋划分为两部分，寒武纪时秦岭洋向西与昆仑洋相接（刘本培，全秋琦，1996），存在两条海槽，即北祁连—北秦岭—北淮阳和南祁连—拉脊山—北秦岭南缘。

1）秦岭：包括南秦岭与北秦岭，秦岭商（南）丹（凤）缝合线、丹凤蛇绿岩（447.8 Ma）代表秦岭洋。Yin & Nie（1996）认为华北—华南碰撞开始于三叠—侏罗纪，东部开

始于 260Ma，西部开始于 245Ma，整个碰撞于 150Ma 结束。

2）祁连：由多条蛇绿岩带组成，包括北祁连山前、中祁连北缘、中祁连南缘、北宗务隆等断裂（左国朝，1983；陈炳蔚等，1996）。志留纪末南北祁连海湾相继褶皱隆升（刘本培，全秋琦，1996）。

3）阿尼玛卿：三叠纪时期为一个俯冲蛇绿岩、混杂岩带，是分割东昆仑—南秦岭海西—早印支褶皱带与南部巴颜喀拉—松潘甘孜晚印支褶皱带的分界（程裕淇，1994）。

4）东昆仑：东昆仑中央断裂位于柴达木—北昆仑地块的南缘，晚石炭世末缩小封闭（陈炳蔚等，1996）。

5）柴达木北缘：主要分布于赛什腾山、绿梁山以及锡铁山一带，在大柴旦南胜利口—镜铁山一带可见蛇绿混杂岩带，时代为早古生代（潘桂棠等，1997）。

6）西昆仑：库地蛇绿岩位于塔里木陆块南缘，从西向东有柯岗、库地、苏巴什等蛇绿岩，形成时代为前寒武纪—早古生代（刘本培，全秋琦，1996；潘桂棠等，1997）。

（4）三江、西藏地区

1）甘孜—理塘：甘孜—理塘蛇绿岩带形成于晚二叠世—早－中三叠世，洋壳俯冲于晚三叠世，闭合于晚三叠世末（潘桂棠等，1997）。

2）金沙江蛇绿岩带：金沙江—藤条江支洋盆位于扬子陆块和亲扬子地块之间，是在古特提斯被动陆缘基础上发展起来的小洋盆（早石炭世），洋盆于中三叠世碰撞闭合。

3）澜沧江断裂：是一条冈瓦纳与泛扬子之间的结合带（程裕淇，1994）。俯冲开始于早二叠世，碰撞在晚二叠世至早三叠世之间。

4）怒江断裂：位于羌塘与拉萨地块之间。燕山早期（J_1—J_2），以怒江带的蛇绿岩套为标记，代表中特提斯北支洋壳残余（王鸿祯等，1990）。

5）雅鲁藏布江断裂：位于拉萨与喜马拉雅地块之间。王鸿祯等（1990）认为印度河—雅鲁藏布江带的蛇绿岩套代表中特提斯洋壳的残余。拉萨（冈底斯）与喜马拉雅地块之间古大洋的闭合时间在第三纪晚期。

6）喜马拉雅断裂：通常认为喜马拉雅地块南界的西瓦里克主边界断裂是渐新世末由于陆内自北向南的逆推而产生的（程裕淇，1994）。

（5）东南地区

1）绍兴—宜春—郴洲带：此代表古华南海（程裕淇，1994），中奥陶世华夏系与扬子碰撞。

2）难河—程逸蛇绿岩带：位于印支与滇缅泰马地块之间，形成于石炭纪或二叠纪，俯冲于二叠纪，闭合于二叠纪末（潘桂棠等，1997）。

3）曼德勒带：位于滇缅泰马与西缅甸之间，是一条古近纪—新近纪的缝合线（Hutchison，1975）。

综上所述，中国大陆板块演化过程就是一个个古板块的互相靠拢、碰撞与拼合的过程，也就是一个个古大洋的裂开与闭合的过程。

二、中国大陆及邻区板块构造演化

1. 中国大陆板块构造演化阶段的划分

地壳早期演化、变质岩构造分析以及年代学、同位素地球化学和岩石学等方面研究所

取得的重大进展，证明了世界上最古老的陆块大多形成于2700～3000Ma期间，并且普遍经历了克拉通化过程。此外，大量关于前寒武纪大型韧性剪切带的研究成果，提供了沿它们曾经发生的大规模侧向位移或逆冲推覆的运动学特征。类似现代板块运动的多地块拼合模式和通过板底作用实现陆壳垂向增生的机理，得到了越来越多的支持。

根据不同地质历史时期不同的板块构造证据，以及板块构造体制可能随时间发生变化的设想，地质历史中的板块构造作用在表现形式上至少可以划分为三个时段和相应的体制（表1－1、图1－2）：

表1－1 地质历史时期的板块构造（据翟光明等，2002）

地质历史时期的板块构造体制		主要发育时段	主要证据
现代板块构造体制	沟—弧—盆体制	侏罗纪至今	大洋底磁记录、大地测量、地震活动、火山—沉积记录等
古板块构造体制	海槽—造山带	元古宙末—三叠纪	蛇绿岩、蓝片岩等
	超大陆—裂陷槽	中—新元古代	钙碱性火山岩系列等
始板块构造体制	克拉通—韧性剪切带	古元古代	岩石组合、同位素年代学、构造解析
	陆核—活动带	中—新太古代	

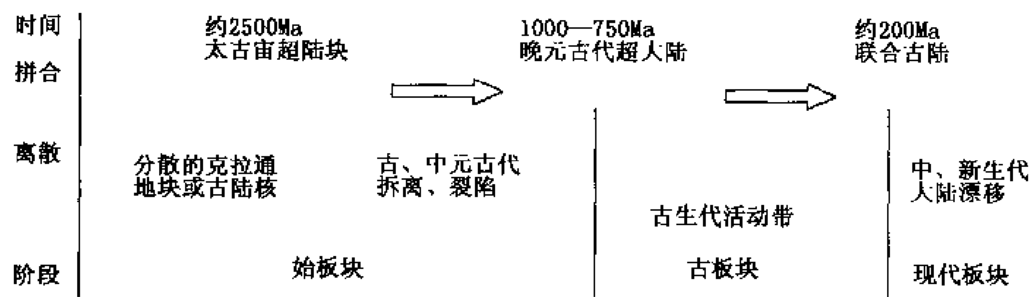


图1－2 地质历史上的板块构造演变流程（据翟光明等，2002）

1）中生代中期—新生代以来被洋盆和大陆边缘地质—地球物理证据确定的“现代板块”构造体制；

2）以元古宙末—古生代造山带为依据的“古板块”构造体制；

3）早前寒武纪（主要是中—晚太古代和古元古代）变质结晶基底中存在的“始板块”构造体制。

其中“始”和“古”板块构造体制的洋壳已经消失，残留的岩石—构造主要保留在“现代板块”体制的大陆内部，是大陆板块构造研究的主要内容。因此，中国的大陆板块划分，主要建立在对大陆内部出露的前中生代岩石—地层单元进行构造几何学和变形运动对比分析的基础上，其中包括在时间上连续的和空间上叠置的“始板块”和“古板块”构造体制。

2. 始板块阶段的演化发展

“始板块”构造主要涉及大陆结晶基底的前寒武纪构造演化。中国大陆的“始板块”构造演化过程包括中—新太古代阶段的陆块拼合和古—中元古代阶段的陆块裂解。裂解过程包括古元古代阶段的韧性剪切拆离和中元古代阶段的大陆裂陷。至新元古代，有限分开的陆块又重新拼合成新元古代超大陆。

根据我国出露的太古宙—古元古代岩石单元的分布、同位素年代学数据、岩石类型及其组合关系、构造变形样式以及航磁异常特征等，中国大陆的始板块构造格局中至少应包括以下可区分的太古宙古陆块和地块：哈萨克斯坦—准噶尔陆块、华北—塔南—扬子超陆块、阿尔泰地块、松辽地块、华夏地块、冈底斯地块、喜马拉雅地块等。其中的冈底斯和喜马拉雅地块更接近冈瓦纳古陆的北缘，其余的可能属于劳亚古陆的南缘。

塔南和扬子陆块的古老结晶基底，具有与华北前寒武纪结晶基底同样的性质和构造发育历史（翟光明等，2002）。华北、塔南、扬子陆块在太古宙中、晚期曾经是分散的古陆核，在新太古代末阜平运动期间，形成了一个总体构造走向北西—南东或近东西的统一超陆块。古元古代时期，此超陆块被一系列强大的北东走向左行韧性剪切带所改造（翟光明等，2002），并沿着这些剪切带发生大规模的左行拆离。与此同时，塔南、扬子等陆块被大规模向南西推移。随着上述活动带在古元古代末的褶皱回返，三者又重新焊接成一个整体。

进入中元古代以后，重新焊接的华北—塔南—扬子超陆块的范围进一步扩大，并逐渐稳定和变得更加刚性。中元古代早期，逐渐刚性的克拉通沿结晶基底中先存的北东向（古元古代韧性剪切带和活动带）或北西向（太古宙末褶皱带）弱化带发生裂解，使华北、塔南、柴达木、扬子等陆块发生了有限规模的裂离（翟光明等，2002）。中元古代中、后期至新元古代早期，华北陆块上发育了厚达万米的长城系、蓟县系和青白口系准盖层稳定沉积，表明裂陷活动逐渐停止。中—新元古代早期华北陆块相对于塔里木和华南陆块来说更加稳定。到新元古代中、晚期，随着塔南、扬子陆块周缘中元古代活动大陆边缘沉积的褶皱固结，塔南和扬子陆块侧向增长，形成连接在一起的塔里木陆块和华南陆块。华北陆块和其他小地块最终与塔里木—华南陆块一起，组成了更大规模的新元古代超级大陆（Rodinia）。

3. 古板块阶段的演化发展

1000Ma 前形成的超级大陆（Rodinia）在新元古代初（750Ma）开始分裂，元古大洋逐渐发育。震旦纪—早寒武世，为大洋扩张期。古地磁资料表明，这一时期大部分大陆板块都在赤道附近。早古生代，华北、塔里木、扬子等板块与印度、西伯利亚、哈萨克斯坦等板块一样，进入了全球古陆分裂离散的演化阶段（主要在南半球）。晚古生代是联合古陆与泛太平洋形成的时代。

（1）兴凯运动时期（包括震旦纪、早寒武世，600—510Ma）

自震旦纪开始，几乎所有大型稳定板块和主要的中间地块都已形成。这一时期大陆板块大部分位于南半球赤道附近（图 1－3）。西伯利亚、俄罗斯位于南半球高纬度（Sengor，1996），而澳大利亚、南极洲在北半球，塔里木、华北、华南在它们之间。各大陆块之间的相对位置与后来大致相同，只不过整体颠倒了。

寒武纪三叶虫的地理分布表明，早古生代期间，欧洲与西伯利亚、西伯利亚与中国（塔里木、华北与扬子）之间存在宽阔的大洋（康迪，1986）。寒武纪时格局大致与震旦纪

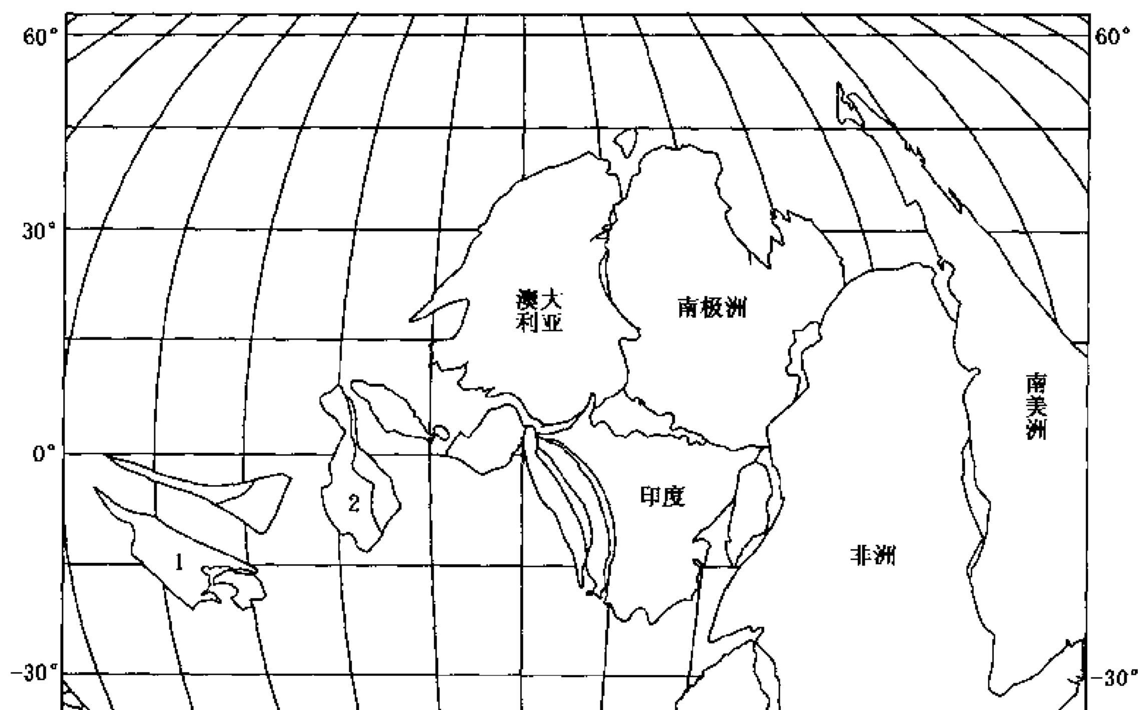


图 1－3　寒武纪时期（550Ma）古板块位置复原图（据翟光明等，2002）
1—华北板块；2—扬子板块

相同，各分散大陆板块几乎都处于赤道附近的低纬度区内，但南美、非洲、印度—澳大利亚与南极洲构成了冈瓦纳。钟大赉等（1993）认为震旦纪－早古生代塔里木—柴达木—华北南缘、扬子西缘及其与印支之间存在原特提斯洋。扬子板块与华夏地块之间存在分隔不同方向陆源碎屑沉积的深水海盆，有可能达到小型洋盆的规模（刘宝珺等，1991，1994）。

（2）加里东运动时期（包括奥陶纪、志留纪，510－407Ma）

古大西洋奥陶纪末大为缩小，至晚志留世时完全封闭。冈瓦纳大陆总体顺时针旋转，印度—澳大利亚、南极洲、南美等向南漂移，西伯利亚向北漂移。中国大陆群向北，在运动过程中逐渐靠拢（图 1－4），西拉木伦洋、古华南洋的闭合，形成了包括古华北与扬子的古中国大陆。

华北早奥陶世为陆表海（程裕淇等，1994）。志留纪仍处于隆起状态，主体为遭受剥蚀的古陆。志留纪末由于华北与柴达木互相碰撞，使华北与柴达木拼合成一个大陆（刘本培，全秋琦，1996），古祁连洋闭合（祁连运动，407Ma）。

塔里木板块早奥陶世仍然处于低纬度，但已开始转向，向北漂移。中奥陶世塔里木为挤压坳陷盆地，体现了聚敛环境的特征。南缘被动边缘向主动边缘转变，中昆仑沟弧盆系的最终消亡发生在中、晚志留世（何登发等，1996）。

早奥陶世，西准噶尔洋、北天山洋张开。温都尔庙近东西向早古生代俯冲带形成（胡骁等，1986）。西拉木伦洋可能于志留纪末开始关闭。

中奥陶世开始，华夏与扬子开始碰撞，沿江山—绍兴带汇聚拼合。晚奥陶世，滇东南和桂西的隆起与康滇古陆连成一体，构成面积更大的滇黔桂古陆。金沙江—红河一线的洋

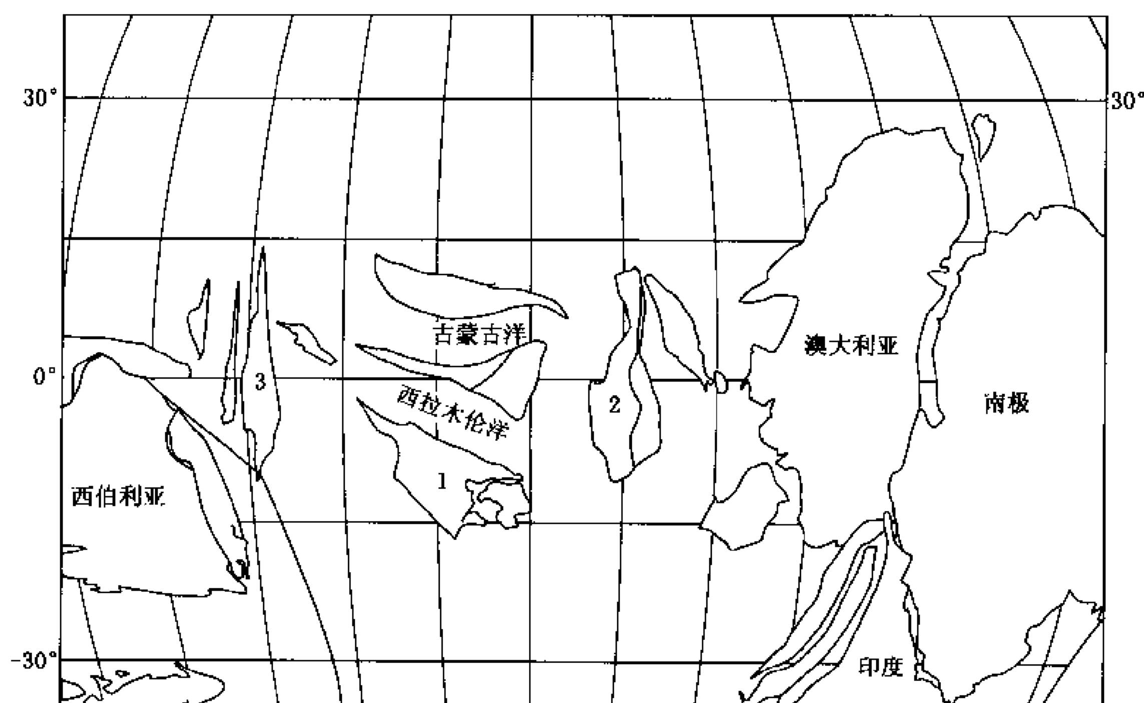


图 1－4　中、晚奥陶世时期（460Ma）古板块位置复原图
1—华北板块；2—扬子板块；3—塔里木板块

盆仍有相当规模，两侧古生物群有明显差别。志留纪期间扬子与华夏对接完成，华南地区大部分为遭受剥蚀的古陆，到志留纪末，除钦防海槽外华南洋大部关闭。

（3）早海西运动时期（泥盆纪—早石炭世，407—320Ma）

晚古生代起，南半球冈瓦纳大陆东、西两部分差异已经消失，互相集聚成一个整体，并发生明显的顺时针旋转，古北美（Laurentia 劳伦古陆）和俄罗斯从泥盆纪起已经连接成为劳亚古陆（Laurasia），俄罗斯和哈萨克斯坦、西伯利亚之间的乌拉尔洋在泥盆纪和石炭纪时彼此靠拢（图 1－5）。

从泥盆纪开始，冈瓦纳与劳亚大陆（Laurasia）之间形成古特提斯，中泥盆世开始出现洋壳，大洋持续到早二叠世，晚石炭世—二叠纪洋盆向思茅地块俯冲，残余洋盆一直延续到中三叠世，随后发生陆—陆碰撞（钟大赉，1993）。

华北地台于早加里东运动抬升成陆，并与柴达木板块和华北板块连为一体。位于中天山和塔里木低地之间为一东西狭长海槽。北塔里木块体开始向西伯利亚—哈萨克板块俯冲，其西部形成中天山蛇绿岩及岩浆弧。

晚泥盆世时，华南、印支、滇缅泰马从冈瓦纳裂开。早石炭世时，印支与华南已经拼合，但留下一条狭窄的海湾，这条狭窄的海湾在中三叠世时闭合而成哀牢山缝合线（Metcalfe，1997）。扬子石炭系含有浅海暖水型生物群，反映当时为靠近赤道附近的低纬度区。华南地区西部为上扬子古陆和滇黔桂海，东北部为中、下扬子浅表海，东南为华夏古陆。

（4）晚海西运动时期（晚石炭世—二叠纪，320—250Ma）

晚石炭世—早二叠世，冈瓦纳大陆顺时针旋转，使其东部进入南半球高纬度区。同时，

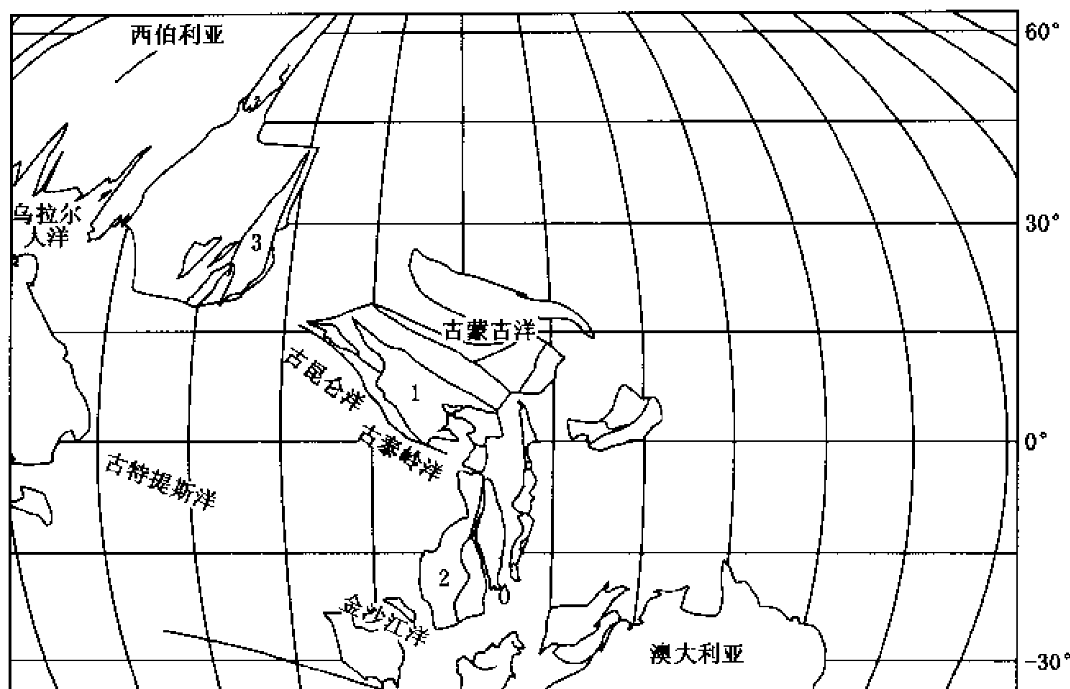


图1-5　早石炭世时期（340Ma）古板块位置复原图

1—华北板块；2—扬子板块；3—塔里木板块

冈瓦纳大陆与劳伦古陆（Laurentia）、西伯利亚和哈萨克斯坦逐渐聚集而开始形成潘基亚超级大陆。实际上超级大陆并不是完整的一块，其主体东侧有一条分离的大陆带，北支华北—蒙古成北西向分布，南支扬子—印支成北东向分布，两支在北半球中纬度区汇合（图1-6）。

二叠纪是中国构造演化的一个重要转折时期。从晚二叠世以来，随着艾比湖—居延海—索伦—西拉木伦消减带的逐渐对接拼合，致使东、西准噶尔和塔里木古陆连为一体，海水逐渐从中亚、蒙古、华北—祁连—塔里木退却。华北、柴达木自二叠纪起已基本脱离海洋环境，北缘发生过挤压作用，南缘秦岭海槽继续存在。

西藏—滇西地区形成了开阔的冈底斯—喜马拉雅海。澜沧江、金沙江等大洋最宽，秦岭洋通过阿尼玛卿洋与昆仑洋相连。可可西里—金沙江—哀牢山洋于早二叠世开始向南、向西俯冲。

早二叠世中期，华南发生地史上最大的海侵，使晚古生代以来一直遭受剥蚀的扬子古陆沉陷为上扬子浅海。松潘—甘孜三角地区和峨眉山地区，晚二叠世晚期一些断裂张性活动强烈、海底火山喷发频繁，成为亚洲东部最宏伟的海槽。

早二叠世晚期Sibumasu（滇缅泰马）和羌塘从冈瓦纳大陆分离，并使中特提斯洋打开。而古特提斯继续向劳亚（华北和已经拼接了的华南、印支）俯冲并消减。

4. 现代板块体制与板内构造演化发展

(1) 印支运动时期（包括三叠纪与早侏罗世早期，250—200Ma）

二叠纪时期地壳的主要大陆已经聚集在一起，形成一个巨大的潘基亚（Pangea）大陆。晚二叠世时（255Ma）在南半球赤道附近开始形成中特提斯洋，在潘基亚大陆东北缘拉萨

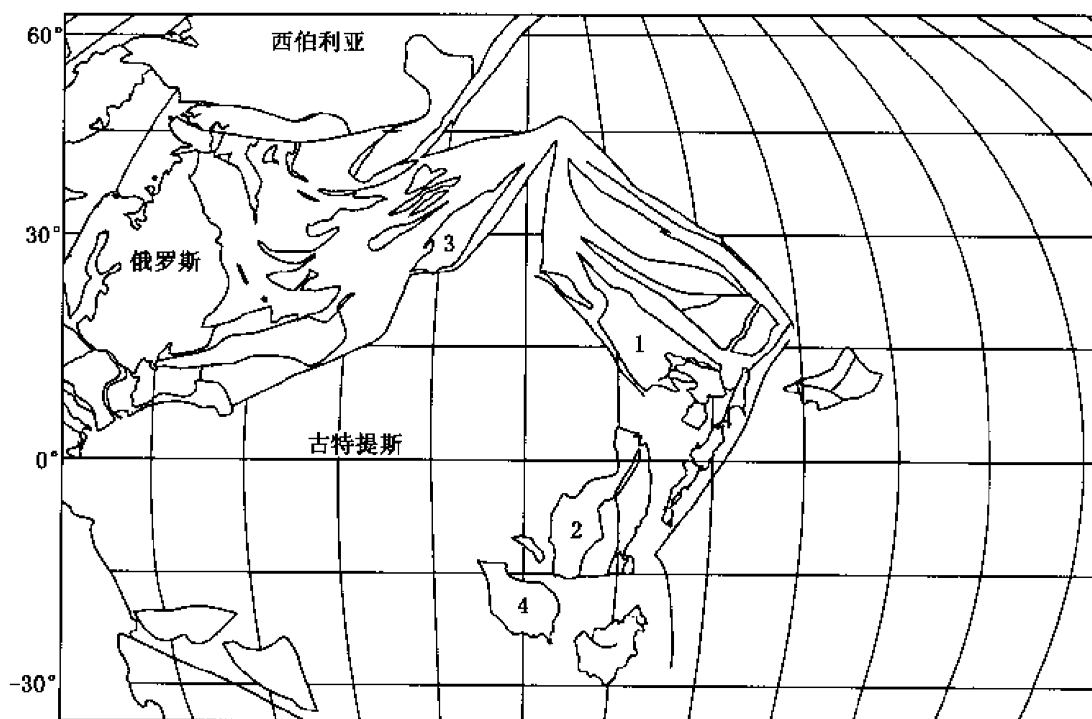


图 1-6 早二叠世时期(270Ma)古板块位置复原图

1—华北板块;2 扬子板块;3—塔里木板块;4—印支板块

地块、西缅甸地块与 West Cimmerian 陆块、羌塘、Sibumasu 之间开裂。拉萨和羌塘地块之间的班公—怒江洋盆(T_3—J)属于中特提斯洋。

随着中特提斯的扩张,将印支、华南向北推,造成古特提斯闭合,同时促使南、北大陆碰撞、拼合(图 1-7)。三叠纪初,甜水海地块与塔里木拼合,中特提斯洋向北俯冲,形成强大的区域挤压,天山山系急剧隆升,向盆地大规模冲断,形成总体上北厚南薄的楔形前陆盆地(何登发,李德生,1996)。

250Ma,伴随着西伯利亚顺时针旋转向南压下,华北开始逆时针旋转,一系列块体开始碰撞。晚二叠世末期索伦—西拉木伦等消减带相继对接拼合,引起海水大规模退却。蒙古—鄂霍茨克洋开始扩张。

晚二叠世(258—253Ma)华南开始急剧北上。Yin & Nie(1996)认为这是华北—华南碰撞开始的阶段。华南与华北在东部碰撞,同时华南向羌塘—印支块体俯冲。

印支运动前后华北与扬子的磁偏角发生巨大变化,表明印支运动期间块体受到巨大的构造作用力。晚三叠世(220—208Ma),羌塘—印支块体与欧亚南缘碰撞,200Ma 左右滇缅泰马与印支碰撞,同时,金沙江洋关闭。

(2)早燕山运动时期(包括早侏罗世晚期与中侏罗世,200—165Ma)

200Ma 左右,美洲、非洲开始与欧亚分离,潘基亚(Pangea)开始分裂(Marzoli *et al.*,1999),开始了地幔对流加剧活动的新时期。185Ma,Karoo 热柱使冈瓦纳大陆开始裂开,印度洋开始张开(图 1-8)。180Ma,中大西洋开始裂开,强烈的地幔热柱的活动,改

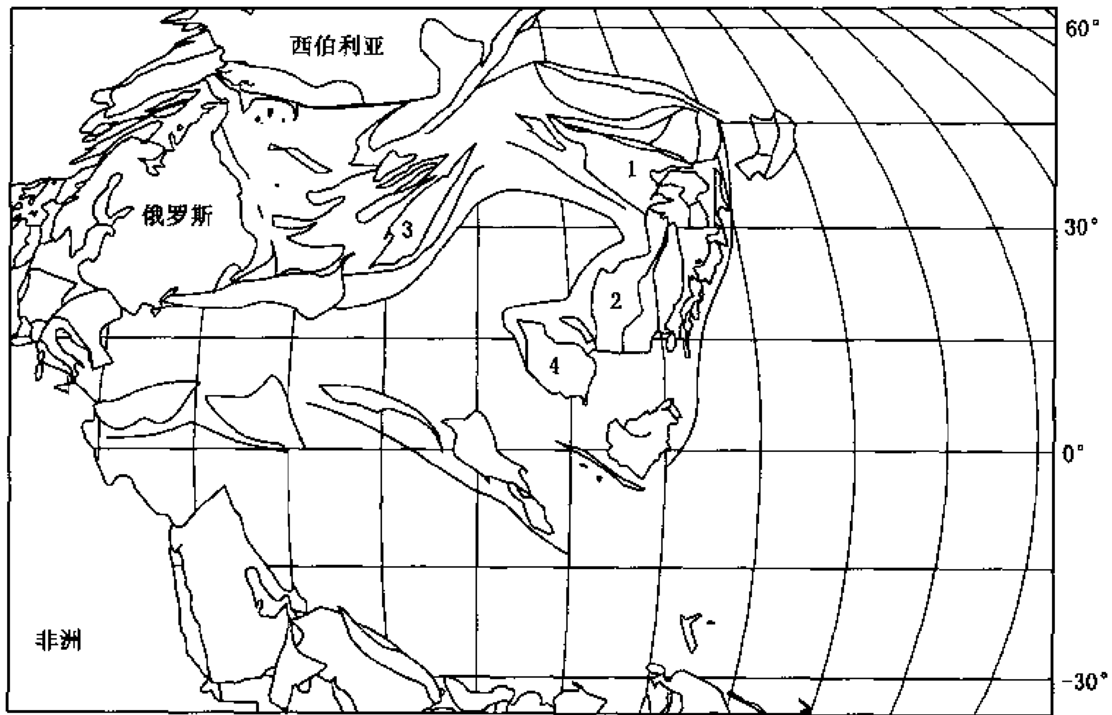


图 1－7　晚三叠世时期（220Ma）古板块位置复原图

1—华北板块；2--扬子板块；3--塔里木板块；4—印支板块

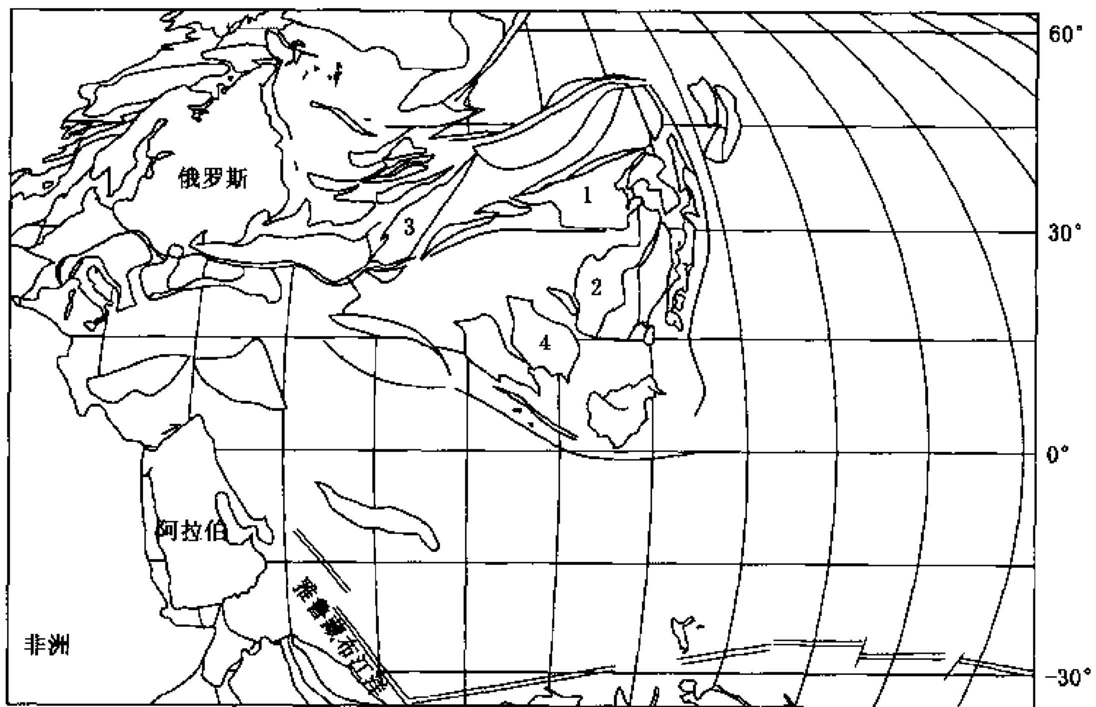


图 1－8　早、中侏罗世时期（185Ma）古板块位置复原图

1—华北板块；2—扬子板块；3—塔里木板块；4—印支板块

变了板块运动的格局。

西伯利亚190Ma转向南漂，蒙古—鄂霍茨克大洋仍处于扩张阶段。其南边界经历逆时针旋转，西段向南压下，使华北经受北北西—南南东向的挤压，华北高地南北两侧的坳陷长轴及排列均为近东西向。

三叠纪末—早侏罗世班公—怒江海扩张，南—北羌塘向北扩张。中侏罗世，丁青以南的怒江带逐渐闭合。羌塘与塔里木碰撞，使塔里木西部隆起，形成巴楚—和田古陆。

早、中侏罗世的170—140Ma是中国东部环太平洋岩浆活动的第一个高潮期。燕山早期中国华北受太平洋板块影响，产生左旋剪切及南北向挤压作用力，形成了以北北东向为主的大型复式背斜和向斜，特别是印支运动产生的由东南向西北逆冲、逆掩的大型拆离断层明显加强。华南、华北开始拼接，形成中亚洲大陆。

沿北东、北北东向伊兰—依舒、抚顺—密山大陆弧内走滑断裂，零星发育火山—碎屑岩含煤盆地，那丹哈达海槽尚残留一些早侏罗世的洋壳沉积组合。在大兴安岭以西地区沿着贺根山大断裂和赛汉塔拉复向斜形成了早、中侏罗世具有微拉张性质的大型断—坳盆地。二连—海拉尔—漠河盆地和松辽盆地均有大量中酸性到中基性火山喷发和岩浆侵入活动。

(3) 中燕山运动时期（包括晚侏罗世与早白垩世早期，165—120Ma）

晚侏罗世，冈瓦纳大陆的北部边缘又发生分裂，拉萨块体从冈瓦纳大陆裂离，西缅甸及其他小陆块位于苏门答腊的西南，婆罗洲与苏拉威西从澳大利亚分裂（图1-9）。晚侏罗世的藏南仍为深海槽，念青唐古拉海槽向西扩展，已淹没冈底斯低地，丁青以西的班公—怒江带也于此时闭合。早白垩世时雅鲁藏布江带及其南侧仍保持为一洋盆，北侧为岛弧和边缘海的构造格局（王鸿祯，1985）。新特提斯洋就是在这一时期开始形成的。

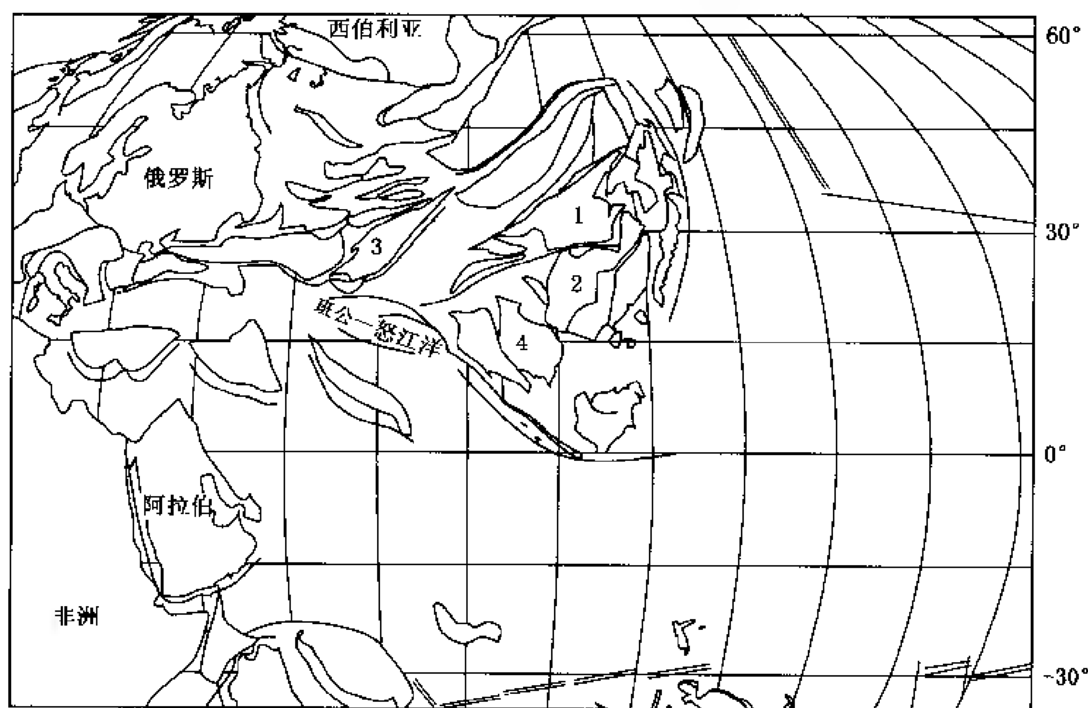


图1-9 晚侏罗世时期（150Ma）古板块位置复原图

1—华北板块；2—扬子板块；3—塔里木板块；4—印支板块

晚侏罗世—早白垩世早期，华北、华南完成最后的焊接。侏罗—白垩纪期间，太平洋板块向北漂移，上田诚也认为160—80Ma期间是太平洋板块快速向北运动的时期。这一时期也是东亚陆缘以及东亚北北东向构造的左旋剪切挤压活动的时期（160—119Ma）。郯庐断裂两侧地壳左旋错动的时间主要在晚侏罗世至早白垩世之间（徐嘉炜，1980）。

中国东部最重要的裂陷发生于燕山中、晚期（J_3—K_1）和喜马拉雅期（E）。燕山中、晚期的裂陷表现为主要发生在燕山以北地区的大规模的火山活动，恰与怒江带（东端）开始闭合的时间相近（王鸿祯等，1990）。这一时期是中生代环太平洋岩浆活动的第二个高峰期。同时，蒙古—鄂霍茨克洋开始收缩，向东南俯冲碰撞，在燕山以北产生一系列盆地。

（4）晚燕山运动时期（包括早白垩世晚期与晚白垩世早期，120—80Ma）

100—65Ma是洋壳增长最快的时候（洋壳年龄占21.2%），也是洋壳热流值最高的时期（100～120mW/m²）（Sprague *et al.*，1980）。地幔对流加剧，引起海侵，也是海平面上升最高的时期（比现今高250m）。130—100Ma南大西洋开始裂开。115—110Ma凯尔盖朗海台地区岩浆喷发促使冈瓦纳大陆进一步分裂（图1－10）。

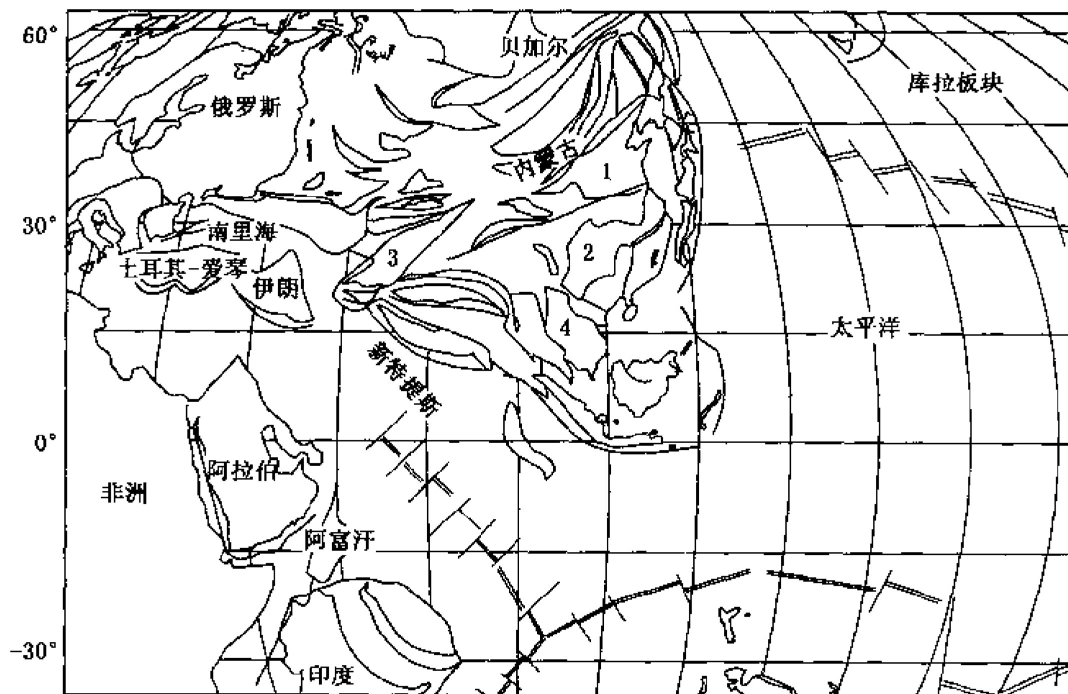


图1－10　白垩纪时期（100Ma）古板块位置复原图

1—华北板块；2—扬子板块；3—塔里木板块；4—印支板块

早白垩世末期至晚白垩世早期，相当于燕山晚期，华北再次褶皱隆起，而西部相对稳定。此时兴安岭—太行山—雪峰山一线的山系升起，而在其东侧形成一系列的沉积盆地，早白垩世时仅在山前地带有一些类磨拉石堆积，尚未形成一个完整的大盆地，而晚白垩世时沉积范围扩大，形成了渤海湾盆地的雏形，郯庐断裂南段的开裂、沉陷。

青藏高原隆起产生的侧向挤压力，致使早白垩世晚期已停止沉积的鄂尔多斯盆地处于隆起剥蚀状态，而晚白垩世，盆地沉积中心向北西迁移。川滇盆地沉积范围也急剧缩小。

东北地区早白垩世分割二连—海拉尔和松辽盆地的大兴安岭开始隆起，火山喷发由西迁移到锡霍特—阿林地区，经日本、朝鲜、台湾西部构成晚白垩世的一个巨大的中酸性火山岩带。松辽盆地早白垩世强烈下沉坳陷，导致大兴安岭及其以西的海拉尔、二连盆地的抬升、剥蚀，因而缺失上白垩统的沉积，但二连盆地伴随抬升有岩浆侵入活动。

华南武陵山以东至东南沿海广大地区，中小盆地星罗棋布，其共同特点为主要沿着北东、北北东向断裂继承性发育。

（5）喜马拉雅运动时期（包括晚白垩世晚期与新生代，80—0Ma）

印度洋板块 100Ma 后加速北上。晚白垩世至始新世中期，印度洋板块以 15～20cm/a 的速度急剧地向北运动，而澳大利亚板块运动仍很缓慢，这样在印度洋板块与澳大利亚板块之间形成一条转换带。从始新世中期开始，印度洋板块和澳大利亚板块一起向北运动，这一时期印度洋板块的运动速度比前期要低得多。

80Ma 班公—怒江洋关闭。60Ma 北大西洋裂开，造成北美与欧洲分开，新特提斯洋、雅鲁藏布洋闭合，形成新亚洲大陆（图 1－11）。

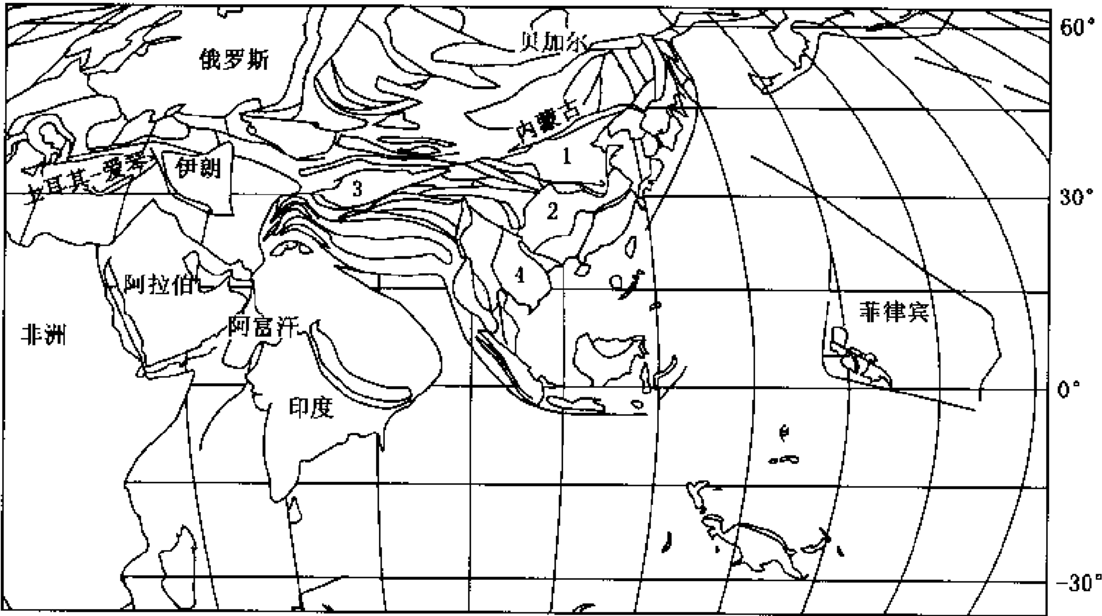


图 1－11　古近纪时期（50Ma）古板块位置复原图

1—华北板块；2—扬子板块；3—塔里木板块；4—印支板块

早始新世（56—43Ma）中国西部主要受西伯利亚板块向南挤压的影响，印度板块边界从西到东逐渐拼合，作用局限在板块边界附近，形成冈底斯花岗岩。中晚始新世（43—36Ma）太平洋板块转向。在印度板块东犄角碰撞下，印支块体向东南挤出，而柴达木两侧东西向断层右旋剪切挤压。渐新世（36—25Ma）在印度板块东犄角继续推挤下，泰国、滇西、银川到华北平原产生一系列北北东向引张构造。早中新世（25—15Ma）亚洲东边缘引张达到高潮，华北、南海等盆地进入拗陷阶段。印度板块的影响扩展到青藏边缘，高原边缘形成一北西向挤压隆升带。中轴带南段断层大幅度右旋走滑，红河右旋走滑，鲜水河左旋，川滇块体开始挤出，柴达木两侧断层挤压。

5. 古板块与今板块的继承与改造特征

中国大陆板块经过多旋回的构造演化，古板块与今板块之间的关系表现为不同时代构造动力体系的叠加与复合。

总结中国显生宙以来的构造演化，可以有以下几种构造动力体系的复合和叠加关系。

1）古太平洋动力体系呈斜截式地大角度复合叠加在古亚洲构造动力体系之上，形成了中国中东部中生代东西分带、南北分块的构造格局。在阴山和秦岭地区基本保持了古亚洲构造体系的原始面貌，但在东北、华北、江汉地区则使古亚洲构造体系发生了明显的改变。中生代贺兰山的冲断隆起、大兴安岭—太行山的冲断隆升、呈南北展布的鄂尔多斯、四川中生代盆地的形成，都是以古亚洲构造体系为基础复合叠加古太平洋动力体系之产物。

2）今太平洋动力体系叠加在古太平洋动力体系之上，使得中国中东部中生代安第斯型大陆边缘转化为西太平洋沟—弧—盆体系。鄂尔多斯周缘新生代断陷、渤海湾断陷、江汉断陷等都是在中生代安第斯型大陆边缘及其邻区形成的。贺兰山、太行山等中生代的冲断隆升山脉也转变成为伸展构造背景的断块山。

3）新特提斯动力体系叠加在古特提斯动力体系之上。大致以拉竹龙—金沙江断裂为界，以北地区为古特提斯发育地区，这里由于古特提斯动力体系的作用形成了中国西南地区规模宏大的印支褶皱带。在新特提斯动力体系作用下，这些古特提斯动力体系下形成的断裂在新特提斯复活，转变成为大陆壳内消减带。

4）新特提斯动力体系叠加在古亚洲动力体系之上。新生代昆仑山、天山、祁连山的冲断隆起和大陆壳消减带形成，均是新特提斯动力体系叠加在古亚洲动力体系之上的结果，从而使华力西期形成的众多褶皱带在新生代复活，成为新特提斯动力体系的重要组成部分。

5）蒙古—鄂霍茨克中生代动力体系叠加在古亚洲动力体系之上，形成横跨不同构造单元的蒙古—鄂霍茨克构造体系。

不同构造动力体系的联合与复合是中国大陆构造复杂的根本原因。这种联合与复合也控制着中国沉积盆地的形成与演化，同时控制着中国含油气区的分布。

三、中国大陆板块构造特征

中国大陆具有复杂的板块构造演化历史。古板块构造阶段表现为小而分散的特点，并经历了多期、复杂的构造变动。大陆拼合后受周缘板块运动的影响，又表现出多期的陆内造山与成盆作用。因此，小陆块拼合、多旋回演化和强烈的陆内构造活动性构成了中国板块构造演化的总体特征。

1. 小陆块拼合

中国大陆是由许多中小型陆块和缝合带拼接而成的，在地史演化过程中，以中朝、扬子、塔里木三个大板块为核心，集合数十个微陆块或地块，经过漫长的地史岁月逐渐拼合而成。组成中国大陆的古板块的规模，远远小于北美板块和欧洲板块。中国最大的中朝板块的面积只有北美板块的6%，欧洲板块的14%。中国各个古板块面积的总和也只有北美板块的33%。因此，国内外许多构造学者称中国的古板块为地块或地体。由于中国古板块的规模小，使得中国大陆构造的演化以稳定性差、活动性强为特征。

2. 小集群、多旋回

中国古板块在长期的演化过程中具多期的活动性。中国大陆由中朝、扬子、塔里木三

个古板块为核心组成，演变历史异常复杂，不仅在板块形变上遭受多期改造和变形叠加，而且在沉积建造上形成多种沉积相的岩石，并经受了后期改造作用。古板块演化阶段中国大陆基本上是处在冈瓦纳和劳亚古陆之间，表现为小而分散的特点。在前寒武纪 9 个主要陆块的基础上，显生宙分裂成 39 个块体。这些块体总体上没有大幅度的漂移和转动，但都经历了多期、复杂的构造变动。中国大陆从新元古代到第三纪，可划分为兴凯、加里东、海西、印支、燕山和喜马拉雅六大构造旋回。

中国古板块运动史重建表明，中国古板块的演化分为三个大的阶段（图 1－12）：离散、靠拢和会聚。离散阶段又分为兴凯和加里东两个时期。兴凯期（800—510Ma）为大洋扩张期，这时期的板块运动以离散为主，且多数板块分布在赤道附近。加里东期（510—407Ma）的板块运动整体上呈现为顺时针旋转，在保持扩散的情况下，在西南表现出会聚，华夏与扬子陆块拼合。靠拢阶段主要发生在海西时期。早海西时期（407—320Ma）表现为大陆会聚，中国的陆块基本上处于靠拢状态，祁连洋与西拉木伦洋闭合。晚海西期（320—250Ma）为超级大陆形成与泛太平洋时期，北方陆块顺时针旋转，华南陆块向东北方向漂移与北方陆块拼合。会聚阶段分为印支、燕山和喜马拉雅三个时期。印支时期（250—200Ma）全球板块运动又一次加速，华北陆块开始逆时针转动，与华南陆块拼合，古特提

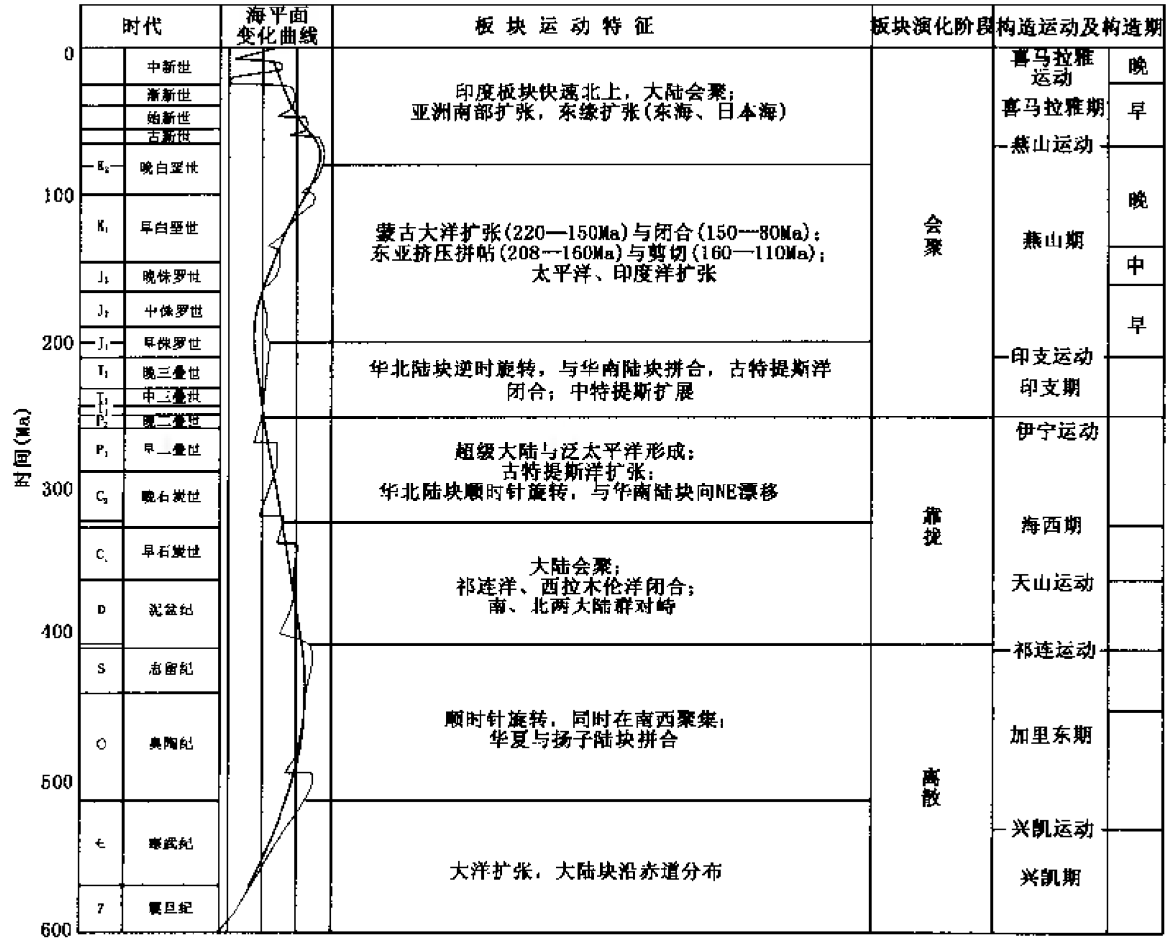


图 1－12　中国古板块演化特征划分（据靳久强等，2005）

斯洋闭合，中特提斯洋开始扩张。燕山期（200—80Ma）为大陆扩张时期，蒙古大洋的扩张时间为220—150Ma，在150—80Ma之间完成闭合；东亚在208—160Ma间为挤压拼贴，160—110Ma间表现为剪切；此时的太平洋和印度洋扩张。喜马拉雅期（80—0Ma）的重要特征是大陆会聚，印度板块快速北上，与欧亚大陆碰撞、拼合；亚洲大陆的南缘和东缘扩张。

3. 陆内板块活动强烈

中国大陆板块在古生代末和中生代早期完成拼合，印支运动以后班公—怒江带以北的大陆连成一片。中国的大陆是由一些小克拉通、众多微陆块和造山带组合而成的复合大陆。这一特征使得中国大陆在完成拼合后，表现出强烈的陆内构造活动性。

中国大陆在中生代早期完成拼合，形成了造山带围绕稳定陆块的镶嵌结构。拼合之后发生了多期强烈的陆内构造活动。强烈的陆内构造活动起源于中国大陆板块边缘三次大的板块间运动：北方鄂霍次克洋的扩张与关闭、东部太平洋板块的俯冲作用，以及南部印度板块的俯冲、撞碰和挤压。它们对中国大陆中、新生代的成盆环境有着重要的影响：鄂霍次克洋的扩张与关闭形成了中国北方侏罗—白垩系断陷盆地群；印度板块的俯冲、碰撞和挤压作用使得青藏高原快速隆升，在中国中、西部形成大型挤压坳陷盆地；中国大陆东缘受太平洋板块强烈俯冲影响，稳定的华北陆块解体，形成多个裂谷盆地带。此外，强烈的陆内构造活动造就了复杂的盆—山耦合关系，形成了有中国特色的前陆盆地。

四、中国大陆板块的聚敛过程对油气区的控制与影响

从全球范围看，显生宙期间，中国大陆的板块构造演化，依次受古亚洲洋、特提斯—古太平洋和印度洋—太平洋三大动力学体系的控制。在它们的作用和影响下形成了古亚洲构造域、特提斯构造域和环（滨）太平洋构造域。三大构造域的叠加、复合与归并控制和影响了中国油气区的分布与特征。

1. 古亚洲构造域的形成演化

古亚洲构造域是在古亚洲洋动力体系作用和影响下形成的一个构造区，包括古亚洲造山区及其南北两侧的西伯利亚克拉通南部边缘和冈瓦纳北部边缘。古生代时，中国的几个小克拉通，中朝、扬子、塔里木等，均属古亚洲构造域。

（1）“古中国地台”的裂解和古亚洲洋的发育

兴凯运动在早寒武世末使古中国地台急剧解体，分离成塔里木、华北、扬子三个较大的板块，据古地磁资料（550Ma）三者大体并行排列在赤道和南纬15°间，在其北与西伯利亚板块之间的古亚洲洋分布许多微陆块，如巴尔喀什—中天山、准噶尔—吐哈、敦煌等；在其南侧分布有西昆仑中央、阿尔金、中祁连、东秦岭中央、武当、大别等微陆块等，任纪舜等（1999）称为古中华陆块。在中国三大板块和许多微陆块分布的洋盆之间的地壳运动，就构成“中国古板块”演化的格局。

（2）古生代早期洋盆扩张阶段

围绕塔里木、柴达木、华北和扬子古板块，于早古生代出现9个洋盆，它们在早加里东期急剧扩张。这9个洋盆分别是：南天山洋盆（O）、西昆仑洋盆（Z—$\in$）、阿尔金洋盆（$\in_2$）、东昆仑洋盆（$\in$—P）、祁连山洋盆（$\in_2$—O_2）、秦岭洋盆、古亚洲洋盆（O—S_2）、

龙门山洋盆（Z—T）和南华洋盆（Z—O_1）。它们的形成和演化，影响到早古生代的海相盆地，有利于这些盆地烃源岩和储集岩的形成，古构造变动的研究对油气远景预测有重要意义。

(3) 早古生代晚期—晚古生代洋盆闭合阶段（图1-13）

志留纪晚期—泥盆纪初，祁连山—秦岭、天山—北山等小洋盆也结束发展，形成相应的加里东造山带，使中朝、扬子、塔里木等板块重新会聚，并使中国的大陆与印度—澳大利亚冈瓦纳又连接起来。

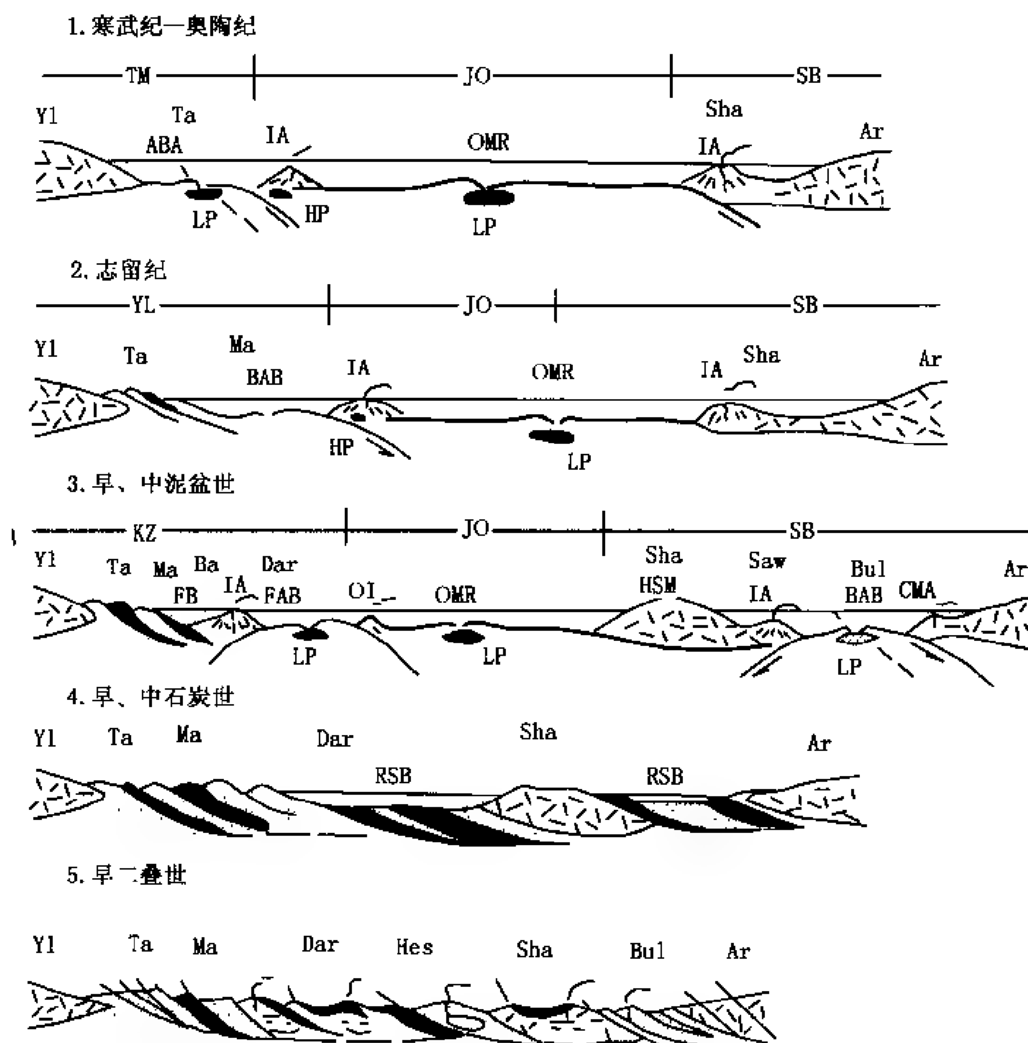


图1-13 西准噶尔陆块构造演化示意图（据翟光明等，2002）

1～3—为大洋化和增生的早期阶段；4—碰撞和固结阶段；5—碰撞后阶段

TM—塔里木板块；JO—准噶尔洋盆；SB—西伯利亚陆块；YL—伊犁陆块；KZ—哈萨克斯坦陆块；Yl—伊犁；Ta—唐巴勒；Sha—沙尔布尔提山；Ar—阿尔泰；Ma—玛依拉；Ba—巴尔雷克；Dar—达拉布特；Saw—萨吾尔；Bul—布尔津；Hes—和什托洛盖谷地；BAB—弧后盆地；IA—岛弧；OMR—洋中脊；FB—复理石盆地；FAB—弧前盆地；OI—洋岛；HSM—半稳定性地块；CMA—陆缘火山弧；RSB—残留海盆；HP—高压型岩浆房；LP—低压型岩浆房

早古生代晚期—晚古生代俯冲收缩（或闭合）阶段的洋盆：南天山洋（O_2俯冲收缩，S—C_1关闭）、西昆仑洋（S_2收缩，D_2关闭）、阿尔金洋（O_1收缩，S_1—C_1关闭）、东昆仑洋

(C_3—P_1关闭)、祁连山洋 (O_3—S收缩, S_3关闭)、秦岭洋 (O_3—S_1收缩, T_1关闭)、古亚洲洋 (S收缩, D_3—C_2关闭)、南华洋 (S关闭)、龙门山洋 (Z—T_1为洋盆边缘, T_2—T_3^{1+2}关闭)。

2. 特提斯构造域的形成演化

特提斯构造域是在特提斯洋和印度洋两个前后相继的动力体系作用下形成的一个构造区，包括特提斯造山区、中国西部和中亚的新生代复活山脉及其相关的盆地系统。

(1) 古特提斯阶段

主要是3个特提斯洋盆即澜沧江洋、金沙江洋和甘孜—里塘洋的打开、扩张和闭合。澜沧江和金沙江洋可能始于早石炭世，并曾快速扩张达到2800km的总体宽度 (Mo *et al.*, 1993)。早二叠世开始时澜沧江洋陆块似乎是向北俯冲，而金沙江洋陆块则向南俯冲，这两个洋陆块消减、闭合的时间大致在晚三叠世。作为一种补偿过程，二叠纪的大陆裂谷作用发生于扬子地台西部边缘，并导致了甘孜—理塘洋的形成 (P_2—T_1)、中咱微地块从扬子的分离以及三叠纪松潘海的形成。甘孜—理塘洋的最大宽度计算为500km (Mo *et al.*,1993)。甘孜—理塘板块向南的俯冲从诺利期开始，三叠纪末这一洋壳关闭。于是，三江区变为复合大陆块的一部分。上述会聚过程造成了欧亚板块内巨大的挤压应力。

(2) 新特提斯阶段

主要事件是班公湖—怒江洋和印度洋—雅鲁藏布洋的张开、扩张和闭合过程，即新特提斯的形成到印度次大陆与欧亚大陆的碰撞。三叠纪末到早侏罗世班公—怒江洋陆块逐渐向西开启；晚侏罗世到早白垩世则向南俯冲，最后于晚白垩世关闭。作为新特提斯的主要分支，印度洋—雅鲁藏布洋形成于晚二叠世。此外，根据古地磁资料，拉萨—冈底斯地块大幅度向北移动，然后大洋板块向北俯冲，形成冈底斯中生代 (燕山期) 岩浆弧，最后，晚白垩世到始新世该洋盆逐渐向东关闭，导致了印度次大陆与欧亚大陆的碰撞。

(3) 新生代陆内变形和高原隆升阶段

可进一步划分出两个亚阶段：亚阶段Ⅰ (渐新世至中新世) 和亚阶段Ⅱ (上新世至今)。在第Ⅰ亚阶段，随着印度次大陆板块的楔入，初始高原隆升，主要中央冲断带和喜马拉雅大规模推覆体形成。第Ⅱ亚阶段的主要事件是快速隆升和青藏高原的形成、高原两侧的陆内会聚以及主边界冲断带和藏北—南昆仑—可可西里火山岩带的形成。许多先存的缝合带和断裂带在此过程中再次活动，这种活动以大规模走滑的剪切带发育为特征，并伴随有地块体的滑移和旋转。

发生于特提斯构造域的巨大规模的地质事件对欧亚大陆有重大的影响，日益增多的证据表明，这种影响波及到中国东部。特别是北北东向大型走滑断裂转换为右旋以及邻近特提斯域地块的顺时针旋转。

3. 环 (滨) 太平洋构造域的形成演化

环 (滨) 太平洋构造域是在古太平洋和太平洋两个前后相继的动力体系作用下形成的一个构造区，包括亚洲东部环太平洋造山区、中国东部陆缘活化带和中国东部裂陷盆地带。

(1) 古太平洋演化阶段

二叠—侏罗纪时，西太平洋古陆 (任纪舜等，1997) 与古亚洲大陆之间曾经有过一个与特提斯相通的古太平洋。它从加里曼丹经菲律宾、台湾、琉球、日本到库页岛，再跨鄂

霍次克海到达科里亚克山西侧，在那儿与分开北美与古亚洲大陆的阿纽伊洋相接。而在西伯利亚地台与中朝准地台之间，则有二叠—三叠纪的北山—崔莹古—吉林裂陷带和二叠—侏罗纪的蒙古—鄂霍次克裂陷带。它们与阿纽伊洋和古太平洋共同组成三叉式裂谷系——古太平洋裂谷系。

侏罗纪末—白垩纪初（约150—120Ma）古太平洋的封闭，古亚洲大陆与西太平洋古陆间强烈碰撞，形成日本—琉球—台湾—菲律宾巨大的燕山造山带以及中国东部宽阔的陆缘活化带，两者共同组成古亚洲大陆东部宏伟的中生代高原—山系，其范围包括现今的雅布洛诺夫山、鄂尔多斯盆地、四川盆地以东的广大地区。晚侏罗世—白垩纪初中国的构造和地貌景观正好与现今相反。东高西低，东部有巍峨的中生代山系和高原，西部则为特提斯洋及其边缘的低山、丘陵和盆地。

（2）今太平洋演化阶段

白垩纪以来，中国东部大地构造演化又进入了一个新时期——太平洋动力体系演化阶段。这一时期最引人注目的重要事件是库拉—太平洋板块北北西向的俯冲和之后太平洋板块北西西向的俯冲，现今西太平洋及其沟—弧—盆体系的形成，以及中国东部一系列裂陷盆地的产生。

1）中生代晚期—新生代初期太平洋板块北北西向俯冲阶段。太平洋板块形成于距今大约185Ma前。此后，太平洋板块和其北面的库拉板块向北运动，库拉板块向北俯冲于亚洲大陆板块之下。白垩纪晚期（约90Ma前），库拉—太平洋脊已紧靠亚洲大陆，引发亚洲大陆广泛的火山活动。古新世晚期（约70Ma前），库拉—太平洋脊俯冲到亚洲大陆板块之下，在强烈的引张应力作用下，原来相连的亚洲大陆东缘和日本原板块破裂，日本列岛向太平洋方向漂移，日本海开始扩张形成。

2）新生代太平洋板块北西西向俯冲阶段。大约在距今40Ma前，太平洋板块的运动方向由北北西向转为北西西向，猛烈的俯冲作用导致日本深海沟的形成，日本海进一步扩张形成。同时，太平洋板块的俯冲作用开始沿着西侧先前的转换断层发生。由于弧后的扩张，最终形成了西菲律宾盆地。之后，太平洋板块继续向北西西俯冲于西菲律宾海板块之下从而依次向东拉开了东菲律宾海的帕里西维拉盆地以及小笠原和马里亚纳海槽。

五、中国大陆及邻区的成盆环境

如前所述，中国大陆是一个复合大陆，具有清晰的多旋回、分阶段演化过程。显生宙期间，中国大陆的动力演化受古亚洲洋、特提斯—古太平洋和印度洋—太平洋动力学体系之控制，其动力学特征表现为小陆块的软碰撞、陆—陆叠覆造山和多旋回缝合作用。古亚洲、特提斯和太平洋三大构造域的依次演化以及它们之间的交切、复合和叠加，为中国大陆及邻区的油气盆地的形成与演化提供了动力学背景。

1. 中国西部

中国西部古生代的盆地形成与演化主要受古亚洲构造域的控制和影响，中、新生代则主要受特提斯构造域的控制和影响。古亚洲构造域古生代的演化主要表现为中朝、塔里木、哈萨克斯坦、西伯利亚板块以及一些微板块的离散与汇聚。早古生代以离散为主，海侵达到最大，主要形成了深海—半深海洋盆、被动陆缘盆地、陆内裂陷盆地和稳定克拉通盆地

等，是烃源岩的主要发育期。晚古生代以汇聚为主，发生海退，并出现陆相沉积。主要发育了一些陆缘和陆内坳陷盆地以及前陆盆地。中、新生代受特提斯洋的多期俯冲和陆块拼贴的影响，主要以汇聚为主，间隔以弱伸展作用。汇聚时期主要发育了挤压坳陷盆地，如前陆盆地；弱伸展期发育了裂陷盆地，形成了主要的煤系地层。喜马拉雅运动时期，印度板块与欧亚大陆碰撞并持续向北推挤，使得青藏高原急剧隆升。中国西部的盆地快速沉降，堆积了巨厚的磨拉石建造；造山带复活升起，形成了现今的构造格局。

2. 中国中部

中国中部古生代的盆地形成与演化主要受古亚洲构造域的控制和影响，中、新生代则主要受太平洋构造域以及特提斯构造域的联合控制和影响。古生代时的构造演化与盆地发育与中国西部相类似。中、新生代的发展受到太平洋构造域以及特提斯构造域的综合影响。中生代时，受太平洋构造域的影响，在近东西向构造的背景上叠加了北北东向的构造特征，发育了大型的坳陷盆地；西侧则受特提斯构造域的影响，发育了前陆盆地。新生代时主要表现为稳定的隆升作用。

3. 中国东部

中国东部古生代的盆地形成与演化主要受古亚洲构造域的控制和影响，中、新生代则主要受太平洋构造域的控制和影响。早古生代时受古亚洲洋发育的影响，在稳定的克拉通上沉积了广泛的海相地层；之后受加里东运动影响发生整体抬升，古生代末的海西运动形成了以东西向为主的构造特征。中、新生代断陷盆地的发育是中国东部最显著的构造特征。古太平洋动力体系呈斜截式地大角度复合叠加在古亚洲构造动力体系之上，形成了中国中东部中生代东西分带、南北分块的构造格局。今太平洋动力体系叠加在古太平洋动力体系之上，使得中国中东部中生代安第斯型大陆边缘转化为众多的断陷盆地（如渤海湾断陷、江汉断陷等），太行山等中生代的冲断隆升山脉也转变成为伸展构造背景的断块山。

4. 东南海域

中国东南海域的盆地形成与演化主要受太平洋构造域和特提斯构造域的控制和影响。太平洋板块的演化是中国东南海域的盆地形成的决定性因素。由于太平洋板块向中国大陆的俯冲，形成了西太平洋的沟—弧—盆体系，使得一系列边缘海（如日本海、南海等）扩张形成。而南海的形成则叠加了特提斯构造域，特别是喜马拉雅运动的影响。中国东南海域的黄海、东海、南海等含油气盆地就是在这种构造背景中形成的。

第二节　中国油气区的划分及其基本特征

一、中国油气区的划分

1. 中国大陆及邻区的深部构造特征

（1）中国深部地球动力学背景

根据区域重、磁地球物理资料和一批地学断面的初步研究成果（中国地球物理学会，1990），我国岩石圈具有显著的不均一性。稳定陆块与活动带的深层构造有着明显差异。地壳—上地幔结构和块、带展布，反映了显生宙以来特别是中、新生代板块构造的格局和活

动特点。

1）深层构造轮廓。从总体上看，我国深层构造呈东西向和南北—北北东向分带，以南北—北北东向分带最为显著，居于主导地位。二者交切成块，构成了不同规模的块、带结构，它是晋宁—印支期古板块“南北分野”的现代板块“向洋分带”框架的深层表现（图1-14），反映了中、新生代以来的地球力学特征。其中以青藏边缘带所环绕的青藏幔坳区和大兴安岭—武陵山带以东的大陆薄壳带最为显目，它们是中国大陆晚中生代、新生代以来构造活动最强烈的地带。

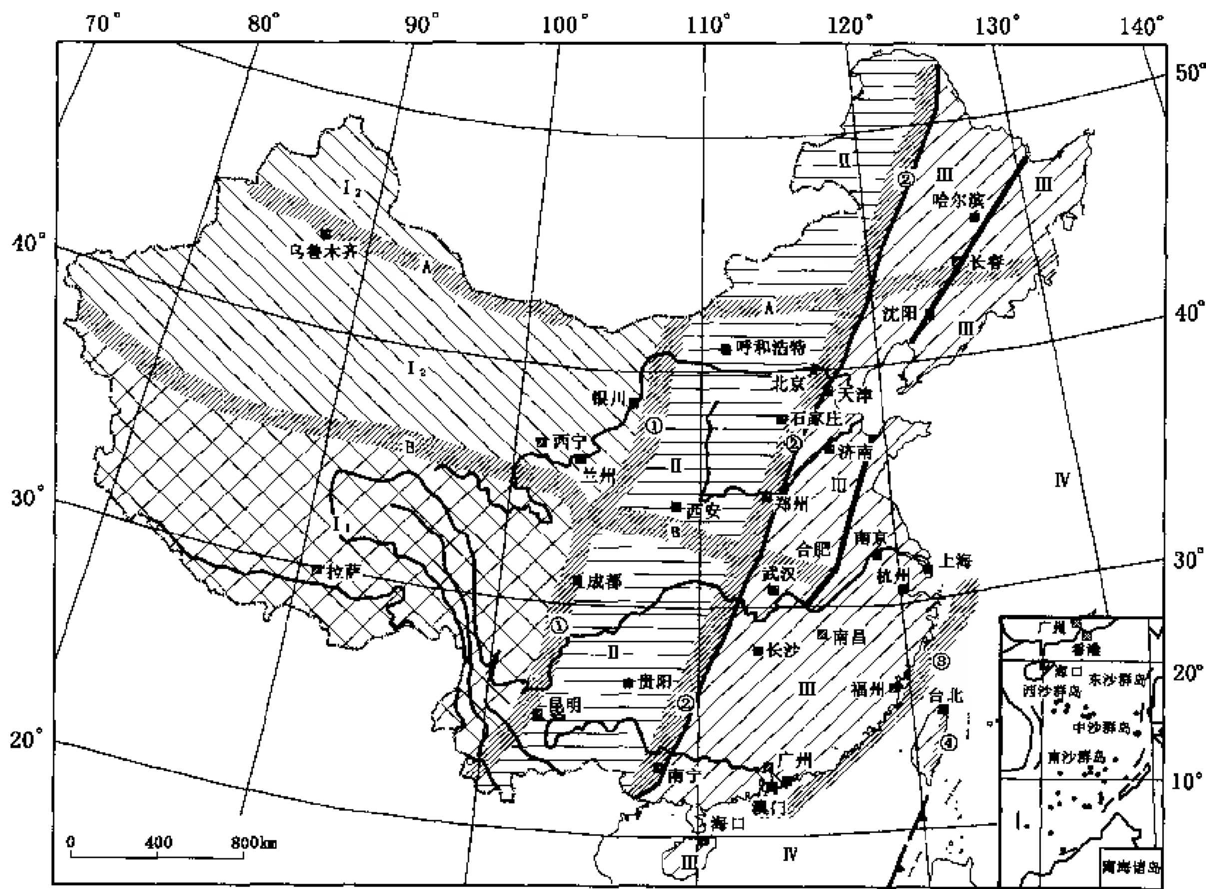


图1-14 中国主要深层构造区带略图（据翟光明等，2002）

I_1—西部南区幔坳区；I_2—西部北区幔坳区；Ⅱ—中部深层构造过渡带；Ⅲ—东部薄壳带；Ⅳ—陆缘海域幔隆带；A—天山—赤峰陡变带；B—昆仑—秦岭陡变带；①贺兰山—龙门山陡变带；②大兴安岭—武陵山陡变带；③中国东部陆缘陡变带；④菲律宾海板块西缘陡变带；粗黑线为走滑断裂带；带齿断线为深海沟

中国大陆自西而东，深层结构有明显阶梯式分带现象，西部地壳压缩加厚；中部地壳厚度比较稳定；东部地壳向东减薄，渐次向太平洋洋壳过渡，并与东部大陆的盆岭构造景观相对应。主要的南北—北北东向深层构造陡变带有3条，它们是显著的重力梯级带和地壳厚度的陡变带，同时也往往是上地幔的低密度带，地貌上大多构成山链。自西而东为：①贺兰山—龙门山陡变带，构成中国大陆地质—地球物理作南北—北北东向分带的中轴；②大兴安岭—武陵山陡变带，为中国东部最显著、规模最大的北北东向重力梯级带，代表

滨太平洋强烈活动带的西部边界；③中国东部陆缘陡变带。再向东与太平洋的结合部，即为琉球海沟、菲律宾海沟等组成的贝尼奥夫带。

近东西向的深层构造陡变带主要有两条，即延展于我国北部的天山—赤峰陡变带和横亘于中国大陆中部的昆仑—秦岭陡变带，后者受郯庐转换带影响，向东踪迹不够清晰。东西带由于形成较早，不如南北—北北东向带显著。昆仑—秦岭带与贺兰—龙门山南北带，将中国大陆分为各具特点的4个大的深层构造区。围绕青藏区，迁就昆仑—秦岭带西段和贺兰山—龙门山带南段，形成了一个十分显著的弧形深层构造带，是我国又一条最显著的重力梯度带，两侧莫霍面深度陡变，在龙门山东侧莫霍面深43～45km，龙门山以西则下陷到60km深处。

前述3条南北—北北东向深层构造陡变带，将我国划分为4个壳—幔带。

西部幔坳带（Ⅰ）。该带自南向北地壳渐次变薄，反映压缩作用逐渐变弱。可分为南、北两个深层构造区：南区（I_1）为青藏边缘带围绕着的青藏幔坳区，对应于喜马拉雅期青藏造山带，以“厚壳薄幔”为特色，是世界上地壳最厚的地区，平均地壳厚度70～80km，以羌塘区下坳最深，岩石圈厚度为90～120km（袁学诚，1989）；北区（I_2）即塔里木、天山地区，以“准厚壳厚幔”为特色，由可可托海至阿克塞，地壳厚44～57km，平均厚50km（徐新中，1989），岩石圈厚度推测为100～120km（马杏垣等，1987）。

中部过渡带（Ⅱ）。即鄂尔多斯、上扬子一带。为特提斯、滨太平洋两大构造域的复合地带，深浅层次构造都显示“中性”。地壳平均厚度38～45km，大体可代表我国地壳平均厚度。

东部薄壳带（Ⅲ）。与松辽—江汉断陷带相对应，地壳平均厚28～36km，下地壳较中上地壳薄，莫霍面起伏不大，岩石圈厚度减薄为60～80km。该带“活化”强烈，为燕山期最重要的构造—岩浆“活化”带。

陆缘海域幔隆带（Ⅳ）。东海地壳平均厚度为24～28km，南海中央海盆洋壳厚仅10～13km，岩石圈厚度为35～40km（曾维军等，1990），是我国最显著的幔隆区。

2）稳定地块深层构造特征。中国各地块活动性均较大，但与活动带比较，其深层构造仍具有较明显的稳定区特征，壳—幔构造比较均一，壳—幔物质运动及其相互作用较缓慢。其特点：一是，莫霍面起伏比较平缓，但各陆块的情况又稍有不同。华北地块莫霍面局部起伏显著，形成一系列北东向的幔隆与幔凹，说明现代活动性较大（朱介寿，1990）。扬子地块的莫霍面则最为平坦，与邻侧的活动带相比地块地壳厚度变薄。幔隆大多对应于中、新生代盆地或裂陷（谷）带，并普遍显示重力高，如塔里木、准噶尔、哈密—吐鲁番、松辽盆地以及渭河地堑等。二是，地壳分层一般比较清晰。华北与华南地壳分层不同，前者为三层结构，后者为二层结构，但均以下地壳较薄为特征，渭河地堑下地壳厚仅5km（林中洋等，1990），可能与伸展效应有关。地块壳、幔间界线一般较清楚，上地幔顶部一般无明显异常地段。三是，地壳平均速度稍大，为6.2km/s（华北）和6.28km/s（华南）。壳内低速，高导层不很发育或连续性差。四是，地块大地热流值不均一。新生代以来伸展大于压缩的我国东部地区，一些裂陷盆地或裂陷带热流值较高，如下辽河盆地大地热流值为67.5mW/m^2，东南沿海热流值为90～110mW/m^2。中、西部地区热流值偏低，如塔里木、四川等挤压型坳陷盆地均为“冷盆”，塔里木盆地热流值仅43.9～54.7mW/m^2。

3）活动带的深层构造特征。活动带的壳—幔构造有较大的不均匀性，壳—幔物质运动及其相互作用比较剧烈，活动带的地壳往往加厚，莫霍面下坳，埋深最大处可达80km（羌塘地区）。两条东西向活动带的莫霍面西深东浅，天山为55km，至西拉木伦河为40km；北祁连为58km，至秦岭仅35km，且无山根。活动带地壳平均速度较低，如秦岭为6.0km/s。地壳中低速高导层普遍发育，一般有1～2层，往往出现于上地壳底部或中、下地壳。青藏地区南部低阻高导层最发育，上层底部有3～6km厚的低速层（5.6～5.7km/s），下地壳有2～5km厚低阻层和一层低速层。该区由于造山期新，现今活动性大，也是我国地热流值最高的一个活动带，热流值达40～91mW/m²，局部高达106～364mW/m²（康文华，1990）。

以稳定地块为基准来分析中国深层构造的变化规律，不难发现，晚白垩世以来影响深层构造发育的地球动力学的关键作用，在于印度板块像一个刚性冲模向北碰撞，致使我国西部，尤其是青藏地区地壳显著压缩增厚，而上地幔有所减薄；中部处于挤压与伸展的中和地带；东部伸展强于压缩，且由于向东南陆缘较大的自由度，地壳厚度趋减，而下地壳由于塑性较大，拉薄现象尤为显著；陆缘海域则受到西侧的远端效应和东侧的弧后扩张的联合作用，上地幔显著上隆，并向过渡型地壳转变。南海已有小型洋壳形成。

（2）深部结构特征

任纪舜等（1999）指出，中国及邻区地壳—上地幔结构，以平面上的镶嵌构造和三维空间上的立交桥式结构为基本特征。

1）在古亚洲构造域，卷入古亚洲造山区的亲西伯利亚和古中华地块与其间的造山带形成古生代的镶嵌构造。传统上的哈萨克斯坦板块实际上就是由伊塞克、伊犁、准噶尔等地块与其间的加里东褶皱带组合而成的镶嵌地块。在特提斯构造域中，卷入特提斯造山区的亲冈瓦纳和古中华陆块与其间的造山带以及该构造域中现今的盆地、山脉构成在地质、地貌上都有清楚显示的镶嵌构造。在环太平洋构造域，由于其与古亚洲、特提斯构造域几乎呈直角交切、叠加，因而形成南北分块、东西分带的镶嵌图案。

2）中国中、新生代大地构造背景的一个重要特征是，其地貌单元、地质单元和地球物理场及其所反映的地壳—上地幔结构，三者却极不一致。其地壳—上地幔不同层次的结构是非耦合的，说明在地质历史上，中国及邻区地球动力的基本格局曾发生过重大变革。这种非耦合关系的形象表述，就是壳—幔不同层次在三维空间上的立交桥式结构。中国及邻区大陆的地壳—上地幔在三维空间上呈现的非常清楚的立交桥式结构，正是显生宙期间，尤其是中新生代以来几个全球性动力学体系在中国转换、交切、复合的必然结果（任纪舜等，1990，1992；任纪舜，1994）。

立交桥式结构在中国中部的南北构造带（即昆明—银川带）和中国东部表现最为清楚。在南北构造带中段的秦岭地区，地表的近东西向构造单位与地壳—上地幔的近南北向构造，构成极为清楚的立交桥式结构。在中国东部，地壳块体以秦岭—大别、天山—阴山两条深层构造带为界分为南（华南）、中（华北）、北（蒙古）三块（冯锐等，1981），与该区古生代—侏罗纪构造格局基本吻合；现代地貌、表层构造和上地幔结构则以大兴安岭—太行山—武陵山重力梯度带为界分为松辽—华北—江汉平原和黄土高原—云贵高原两个带，与白垩纪—第三纪以来的构造格局一致。这种立交桥式结构正是古亚洲和特提斯动力学体系（主压应力轴为近南北方向）向古太平洋和太平洋动力学体系（主压应力轴为南东—北西方

向）转变的生动体现。

3）地震层析图像显示，中国东部上地幔的近南北走向的结构大致与西太平洋贝尼奥夫带平行，并且在400km及更深处仍很清晰，而且向西一直延伸到东经100°附近，即到达青藏高原东部（刘福田等，1989；朱介寿等，1997）。由于亚洲大陆东部边界，无论是古太平洋消减带，还是西太平洋贝尼奥夫带都是深入地幔的超岩石圈断裂带，现代青藏高原之边界一般都是大陆壳消减带，所以，中国东部环（滨）太平洋构造域中、新生代构造—岩浆作用多是涉及到地幔深部活动的地质作用过程；而大陆碰撞后，青藏高原现今之构造作用则主要是涉及地壳层次或到上地幔顶部的地质作用过程。在青藏高原地区，涉及地幔活动的地质作用过程，主要发生在喜马拉雅碰撞造山之前及更老的构造阶段。

2. 中国油气区的划分

根据中国大陆的古板块演化历史和现今构造特征，可将中国划分为4个油气区：西部油气区、中部油气区、东部油气区和东南海域油气区（表1－2）。4个油气区可进一步划分为10个油气分区。

表1－2　中国含油气分区

油气区	油气分区
西部油气区	西北油气分区
	青藏油气分区
中部油气区	鄂尔多斯油气分区
	云川贵油气分区
东部油气区	内蒙—东北油气分区
	华北油气分区
	华南油气分区
东南海域油气区	渤海、黄海油气分区
	东海油气分区
	南海油气分区

二、中国油气区基本特征

1. 东南海域油气区

（1）渤海、黄海油气分区

渤海和黄海海域地区为陆壳区，是中国大陆地壳的延伸部分。渤海是华北板块的一部分，地层发育与周边大陆地区一致。渤海是华北地区东部沉降区新生代时期的沉降中心，具有新生界厚、中生界广、古生界稳定、震旦系局限的特点。渤中坳陷是渤海的主体，其余如辽东湾坳陷、渤海湾坳陷、莱州湾坳陷以及埕宁—海中隆起等，分别是下辽河坳陷、黄骅坳陷及济阳坳陷向渤海的自然延伸。黄海为中国的内陆海，是大陆的自然延伸部分。黄海可分为北黄海和南黄海。北黄海为华北板块的水下延伸部分，其地质构造和演化历史与华北地区具有同一性，是在稳定地块基础上发展起来的中、新生代沉积盆地。南黄海是

扬子板块的东延部分，是在扬子板块上发育起来的中、新生代大型沉积盆地。

（2）东海油气分区

系指台湾海峡及其以北的东海海域部分。该油气区的东海盆地是在前中生界基底上发育起来的中、新生代沉积盆地。属古陆边缘的大型弧后断陷—坳陷盆地。盆地面积约23.2×10^4km^2。海陆交互相第三纪沉积厚达12000m，构成了多种类型的生油岩类型和4套主力生油层和多种模式的油气储集体系。在其发育过程中，由于受到周围几个板块活动和闽浙隆起长期隆升的影响，使盆地发育史有较大差异。平面上不同沉降类型的过渡，空间上沉降中心自西而东的迁移，中新世北东向延伸的坳陷式冲绳海槽形成，从而构成油气区沟—弧—盆体系的醒目、壮观构造格局。

（3）南海油气分区

中国南部海域，受早印支运动影响，印支板块和华南板块沿红河断裂和沙捞越大断裂发生碰撞聚敛，形成华南南海古大陆。燕山期南海和华南一样发生断裂和火山活动，侏罗系海相碎屑岩发育在南部加里曼丹一带，之后经历了白垩纪末、晚渐新世和早中新世三次张裂活动，引起大陆边缘伸张，使华南南部克拉通逐步裂解、拉开、陷落，形成“悬挂式”裂谷盆地，具有典型被动大陆边缘的盆地组合特征。

整个南部海域可分为三个盆地区，即北部陆架盆地区、中央海盆区和曾母—南沙盆地区。从北至南盆地以掀斜断块下沉、断陷向海区发育呈悬挂式，其沉降和沉降中心具有向海域迁移显著的特点。

2. 东部油气区

（1）内蒙—东北油气分区

该区是在海西褶皱变质基底上发育起来，以中生代为主的断—坳型河湖相含煤盆地群。区内于中生代早期，总的处于隆升剥蚀背景中。侏罗纪开始裂陷，在引张应力场作用下，形成了晚侏罗世到早白垩世的裂谷带，自西向东为：海拉尔—东戈壁、二连、松辽—阜新和挠力河裂谷带。发育大小断陷200多个，断陷总面积在30×10^4km^{2}以上。主要沉积了2000～8000m的含煤、泥页岩及火山岩的河湖相建造，具有较强的生油能力。

在盆地结构上，多具北北东走向两坳（断）夹一隆的构造格局，如海拉尔盆地中部的巴彦山隆起、二连盆地的苏尼特隆起和松辽盆地的中央隆起，将其各自盆地分为东、西两个断陷带，以中央隆起为轴，恰成对称型式。不过，由于基底性质、受力状态的差异，尤其是盆地东侧山体的后期抬升，导致盆地东侧的断陷带抬升，而西部的断陷带继续下降，表现出沉降、沉积中心由东向西迁移，这也是东北油气区各盆地的共同特征。

（2）华北油气分区

在地理上包括华北平原、江汉平原和苏北平原区。本区中、新生代盆地发育，在华北和下扬子克拉通的北、东部自晚印支运动结束了南海北陆的古地理面貌，在新构造体制控制作用下，从晚侏罗世开始，尤其是古近纪形成强烈的陆内拉张裂谷盆地。

该区以强烈的裂陷作用、火山活动和高沉积速率及高热流值为特征，因此生油能力强，热演化程度高，油气十分丰富，油气具有就近聚集的特点，油气藏以复式类型为主。

在此需要指出的是，苏北盆地于晚白垩世早期开始裂陷，但古新世末的吴堡运动，区内抬升、剥蚀，后又经三垛运动，即晚始新世—渐新世沉积又停顿了13.4Ma，这两次强烈

的抬升剥蚀对苏北盆地生油能力影响极大。这与渤海湾盆地的发育历史是有差别的。

(3) 华南油气分区

华南油气分区指武陵山以东、幕阜山—天目山一线以南的东南沿海区，是在加里东褶皱造山基底之上，形成燕山早期（J_3）、晚期（K）和喜马拉雅期（E—N）三个时期盆地的叠加和组合。三个时期的盆地分布，总的趋势自东南向西北由老变新。其中上三叠统—中侏罗统为含煤碎屑岩、局部夹火山碎屑岩的断陷盆地；上侏罗统—白垩系为火山岩、火山碎屑岩和红色碎屑岩、火山断陷盆地；古近系和新近系以断陷为主，局部有岩浆活动。这些盆地受断裂控制，沿断裂呈串珠状分布，盆地规模较小，从几十至数百平方千米，沉积厚度一般不大，多在1000～2500m，除个别继承性较强的盆地外，生油能力较差。

3. 中部油气区

位于南北构造带和大兴安岭—太行山—武陵山呈北北东走向重力梯度陡变带之间的是中部油气区。中部油气区被秦岭东西向构造带分为北部的鄂尔多斯油气区和南部的云川贵油气区。前者位于华北陆块的西部，后者属扬子陆块。因此中部油气区在古生代并不具有南北方向的统一性。中部油气区在中、新生代处于这两种应力作用方式的交会部位，同时受到东西两侧的影响，其北部和南部均接受坳陷型沉积；新生代以整体抬升为主，陆相含油气盆地的成因机制和演化史与其东、西两侧都不同，成为中国大陆西部和东部之间的过渡带。

(1) 鄂尔多斯油气分区

鄂尔多斯含油气盆地是中部油气区内最稳定的区域，具有太古宇至古元古界结晶基底，在新元古代和古生代是华北陆表海的组成部分。其古生代的演化史及海相、海陆交互相地层与华北具有共性，下古生界油气系统和上古生界油气系统亦与华北相似。到了中生代，早、中三叠世与西北油气区相似，发育了大型陆相湖盆。中三叠世末，在特提斯洋俯冲造成的南方大陆向北的推挤力加强和早期库拉—太平洋板块向北北西方向运动的背景下，鄂尔多斯盆地区成为贺兰山—横断山巨型南北带以东最早发生沉降的地区，继承性发育了晚三叠世的大型湖盆。印支末期开始抬升，早侏罗世在侵蚀地貌背景上发育了陆相沉积，至中侏罗世湖盆萎缩。在中侏罗世末期，太行山和吕梁山断隆升起，结束了鄂尔多斯中生代沉降史。此后，本区整体抬升。鄂尔多斯盆地深部构造显示有一条北东向构造带呈对角线穿过盆地，该构造带形成的时代很早，其西北部为太古宙陆核，东南部为元古宙结晶基底，这个构造带有长期活动的特征。

经历了上述发育历史的鄂尔多斯盆地形成了特殊的油气系统。下古生界油气系统形成奥陶系顶面风化壳大型气田；其中生界油气系统则以古地貌油气藏和河道砂体岩性油气藏为显著特色，在其西缘逆掩断裂带，还形成了具有西部油气特征的逆掩构造油气藏。

(2) 云川贵油气分区

云川贵油气分区包括四川、贵州和云南省，主体是被西侧松潘—甘孜印支褶皱系和东侧华南加里东褶皱系所夹持的上扬子区。

该区处于特提斯洋活动的直接影响区，是扬子板块结束陆表海发育史最晚的地区。震旦纪至三叠纪的海相发育阶段，虽有沉积间断，却接受了以碳酸盐岩为主的稳定海相沉积，发育了6套成烃组合。但是，该区受特提斯洋闭合和印度板块碰撞的影响，直接承受着青

藏高原向东推挤的作用力，还承受着太平洋板块俯冲导致的剪切挤压作用，因此在结束其海陆交互过渡阶段的同时即进入隆升阶段，占其面积一半以上的地区褶皱成山系，震旦—三叠系海相含油气盆地遭到破坏，除四川盆地外，仅在山系间残留一些中、小型构造盆地，如楚雄盆地、兰坪—思茅盆地。四川盆地是云川贵油气分区唯一的大型盆地，为古生代陆表海残留盆地。该盆地基底为中—新元古界变质的岩系，印支运动以来，被边界逆冲断裂上升盘褶皱山系环绕，其东西两侧的挤压作用和南北向剪切作用同时对其施加构造作用力，形成双侧挤压、周缘剪切的应力作用方式。古近纪和新近纪印度板块的碰撞使盆地沉积盖层褶皱变形，并因其深部存在北东向硬性基底隆起带，褶皱形式在各分区显著不同。

云川贵油气分区是我国的主要产气区。其陆相阶段仅发育上三叠统含气系统和侏罗系含油气系统；古老的海相烃源岩已达过成熟，以成气为主；因储层多为震旦系—古生界质纯性脆的石灰岩，天然气聚集的基本空间为褶皱背景上的裂缝系统。

4. 西部油气区

我国中西部油气资源的分布明显受到中生代以来深部构造格局的控制。油气区的划分和分布与深部三个级次的构造带有成因上的联系。

位于南北构造带西侧的西部地区自晚古生代以来，长期受近南北向挤压应力作用，中生代以来特提斯洋和印度板块的活动形成了指向北的主动推挤应力，而西伯利亚板块的阻抗则产生了向南的被动挤压应力。因此，西部油气区岩石圈显著堆叠增厚，自晚古生代陆块拼合以来不断发生南北方向的缩短。现今西部区呈现含油气盆地被逆掩褶皱山系镶嵌的景观，地层、深断裂、褶皱造山带以及盆地均以北西西—近东西走向为主，区域重力场和区域磁场亦总体呈现北西西向展布。其中，昆仑—祁连山脉是西部区内的地壳厚度弧形陡变带，这一元古宙至古生代北方大陆与南方大陆的分界线把中国中西部地区的西半部分分成2个油气区，其北侧的西北油气分区地壳厚度相对较薄，为42～52km，中生代早期已全部进入陆相环境；其南侧的青藏油气分区是中国现今地壳最厚的区域，地壳厚度达52～70km，海水晚到新近纪方全部退出。

(1) 西北油气分区

西北油气分区是古生代北方大陆的西部组成部分，由塔里木陆块、阿拉善陆块、准噶尔—吐哈陆块及其他陆壳碎块拼合而成。该区的演化可分为震旦纪至石炭纪的陆块分裂—拼合阶段和其后的碰撞期后地壳堆叠缩短阶段。除塔里木陆块在两个阶段都发育含油气盆地外，其余地区为碰撞期后发育的陆相含油气盆地。

晚二叠世到三叠纪是碰撞期后的早期均衡调整阶段，构造应力相对松弛，古生代海槽回返褶皱形成的山系不断剥蚀，发育大型湖盆。到早侏罗世初期，出现了准平原化古地貌，普遍发育中、下侏罗统煤系地层。随着特提斯洋壳不断向北俯冲至闭合，以及印度板块迅速北移，西北油气分区的陆壳在越来越强的南北向挤压作用下不断堆叠缩短。中侏罗世后期，已近夷平的海西期褶皱山系重新活动，自身再次褶皱缩短，并向南侧或北侧（甚至双侧）逆掩，在山前地带形成前渊，发育了中侏罗世后期的山前湖盆。晚侏罗世至白垩纪，随着山体隆升加剧整体抬升，山前湖盆急剧缩小。

西北油气分区的含油气盆地在中生代以来处于共同的板块构造背景和南北向挤压缩短的地壳构造运动控制下，因而盆地的形成（或继续发育）与山系的隆升构成地壳堆叠缩短

不可分割的两方面。陆相盆地以中生代发育为主，喜马拉雅期最终定型的构造圈闭为逆掩滑脱型，中、下侏罗统煤系地层是重要的烃源岩，这是西北油气分区含油气盆地的三大共性。其中塔里木、准噶尔和吐哈三大块体曾发育了晚二叠世至三叠纪的湖盆，新生代演化为大、中型山间压陷盆地，而活动带范围虽可能曾发育过三叠纪的较大湖盆，并在其近夷平阶段广泛接受过早、中侏罗世煤系沉积，但燕山晚期、喜马拉雅期古老山系的再次隆起使其成为残存于山间的构造盆地，晚侏罗世至新近纪充填红色磨拉石，其烃源岩以中、下侏罗统煤系地层为主，部分在后期兼有拉分性质的盆地（如酒泉盆地），白垩系湖相泥岩也是重要的生油层。

（2）青藏油气分区

青藏油气分区位于西北油气区南部，北以昆仑—祁连褶皱山系为界，东至横断山脉，西侧和南侧均以国境为界。

本区的古老地块是南方冈瓦纳大陆的北缘组成部分。中、新生代处于特提斯洋活动和印度与欧亚两大板块碰撞的前缘部分，比中国其余地区更早、更多地承受着特提斯构造域的动力作用，现今是全球岩石圈堆叠最厚的区域，且柔性岩石圈向周边扩展，不仅向北传递着挤压作用力，还派生出向东的挤压滑移作用力。

青藏油气分区的陆相含油气盆地以新生代在隆升背景上发育为特色。因处于构造挤压造山动力环境，在隆升的同时发生横向挤出走滑变位，盆地多具有挤压背景下的拉分性质。这些新生代陆相盆地组成断陷带，分布于北西西向的逆冲断隆带之间，局部断陷的发育往往由北东东、北北西两组共轭走滑断裂直接控制，其古近纪和新近纪发育的湖相泥岩成为主要生油岩系，而该区异常高的新生代地热场促使生油岩在埋藏较浅的条件下即进入成油门限。位于西藏中部的伦坡拉盆地是这类新生代陆相盆地的代表。这些沉降机制相近的盆地沉积环境因各自所处的断陷带不同而异，且新构造运动对这些盆地的后期破坏程度不同，因此油气藏形成、保存条件相差甚远。西藏地区类似伦坡拉盆地的新生代陆相盆地有近20个。但是，对于残存在这些盆地之下的侏罗纪、白垩纪海相—海陆交互相盆地的成油条件了解还少，有待进一步研究。

三、中国油气区的新构造运动

新构造运动主要指喜马拉雅运动以来的构造运动，时间主要指新近纪（23.5Ma）以来（万天丰，2004），其标志是喜马拉雅山脉的形成及其强烈的构造变形，以及整个青藏高原的隆升。喜马拉雅运动是中国距今最近的一次强烈构造运动。它影响到中国大陆及邻区，中国的各个油气区和每个盆地都受到它的影响（图1－15）。

1. 西部油气区的新构造运动

强烈的喜马拉雅构造运动使青藏高原急剧隆升，形成了规模巨大的青藏高原逆冲断裂系统。它不但发育在山脉内，而且形成了朝东北方向运移的巨大的构造体系。其东北前缘到达龙首山—海原逆冲断层带，西侧为阿尔金左行走滑断裂带，东侧是大雪山东缘—小江右行走滑断裂带。其范围与青藏高原地区基本相同。中国西部地区是受喜马拉雅构造运动影响最强烈的地区，表现为强烈的挤压构造特征。发育了一系列走向近东西—北西西向的逆掩断层系，构成盆地的地块都朝山脉之下俯冲，如昆仑山北侧、天山南北两侧和祁连山

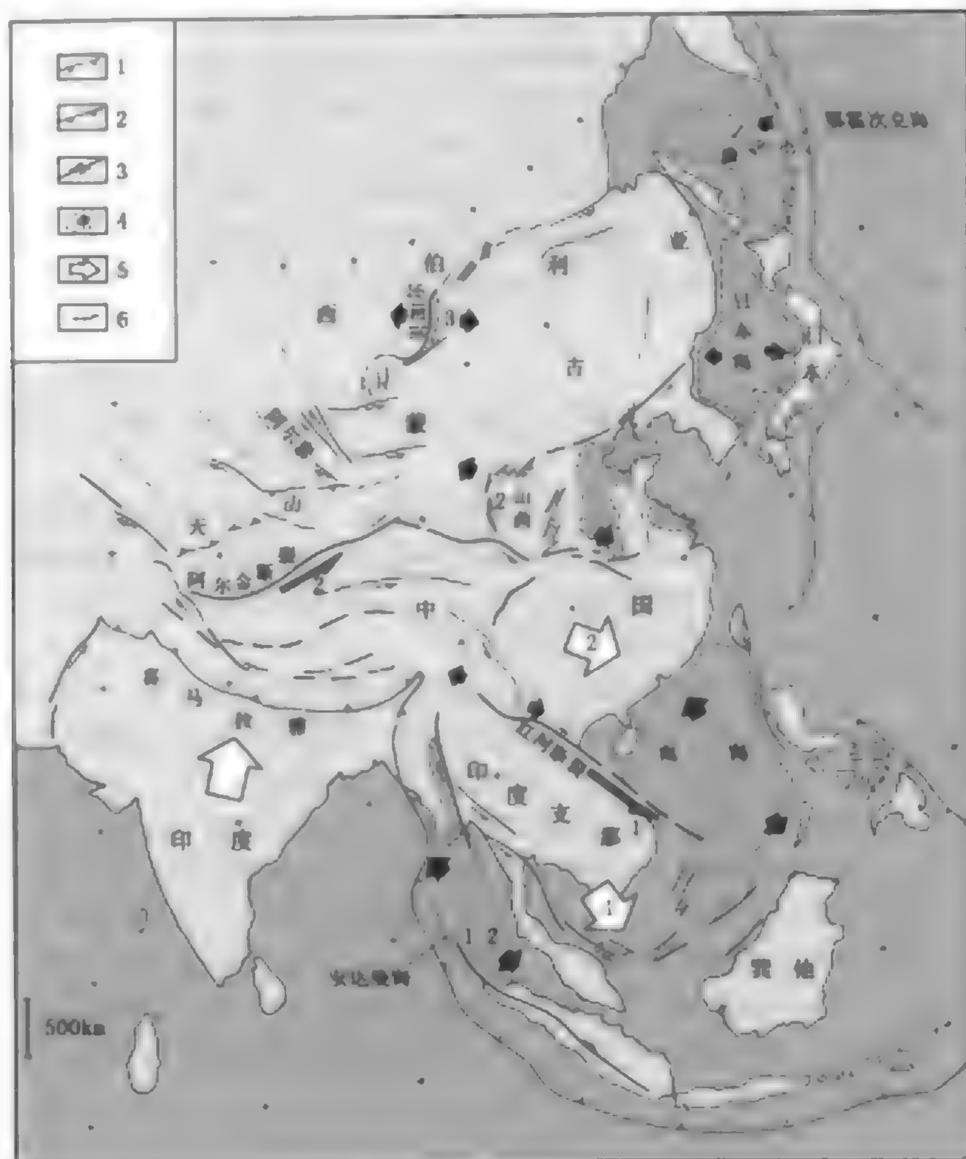


图1-15 印度板块与欧亚大陆碰撞在亚洲引起的应变模式图

1—陆内俯冲边界；2—大洋俯冲带；3—走滑断层及其方向；4—张性盆地及拉伸方向；5—陆块移动方向；6—推测断层。数字表示时间：1为50～20Ma；2为20～0Ma；3为最近发生和还在进一步发生

北侧，这使得山体急剧隆起，山前坳陷快速沉降。这期强烈的挤压改造和掩覆了前期的构造。由于构造变形多发生在盆地四周，对中、新生代的油气成藏和调整具有重要的影响。

2. 中部油气区的新构造运动

中国中部地区因处于强烈挤压的西部和明显伸展的东部之间，构成盆地的地块基本保持稳定，但在边缘发生了强烈的变形，且主要起因于西面青藏地区的强烈挤压与隆升。如四川盆地西缘龙门山逆冲断裂带的强烈活动。新构造运动在鄂尔多斯地区主要表现在周缘地区，如河套盆地、银川地堑和汾渭地堑的形成。

3. 东部油气区的新构造运动

在喜马拉雅山脉和青藏高原形成的同时，中国东部地区的构造变形则较为微弱，主要表现为伸展作用，以大面积的沉积和坳陷为特征。构造变形的主要表现是早期的近南北向断裂发生张裂，并伴有左行走滑。如大兴安岭东侧断裂、太行山东侧断裂、仓东断裂、武陵山—大明山断裂、郯庐断裂等。这些断裂切割深度加大，很多断裂都已切穿地壳，到达上地幔，沿断裂贯入并喷出许多新近纪和早更新世的碱性玄武岩，在断裂附近形成了近南北向的基性岩墙群。走向近东西的高角度断层一般挤压得较为紧密，活动性较差。而早期表现为左行走滑的北西向断裂，此时转变为右行走滑特征。

4. 海域油气区的新构造运动

中国海域的新构造运动主要受太平洋板块的俯冲影响，表现为弧后扩张特征。这一时期是东亚大陆边缘海的主要形成时期。这一扩张作用由于受到西面青藏高原隆升致使中国大陆向东蠕散的影响而得以加强。受两种构造变形的联合作用，近北西向的断裂表现出强烈的右行走滑特征，如在红河断裂内，发育了一系列雁行的、近南北向的正断层系，它们控制了泥底劈和天然气藏，形成了莺歌海大气田。

第三节　中国含油气盆地的基本类型与特征

一、国内外盆地分类方案概述

沉积盆地也称同生沉积盆地，即在盆地下沉的同时发生沉积作用，沉积地层一般由盆地边缘向盆地中心倾斜、沉积厚度加大，岩相带走向、古水流方向与盆地的形状、结构基本一致。原型沉积盆地一方面指可容纳沉积物的原始立体空间，或称为盆地结构特征，同时由于不同时代岩石圈板块运动方式存在差异，决定了盆地性质的不同。因此，国内外学者进行盆地类型划分首先考虑盆地形成时期的大地构造背景和动力学环境，其次考虑盆地的原始构造、沉积特征和形成机制。

目前，国内外学者所提出的盆地分类方案虽各有差异、侧重点不同，但划分的原则基本一致，主要依据原型盆地所处的大地构造位置、动力学机制、基底性质等。总体来看，这些分类方案主要有以下特点。

1）国外分类方案强调盆地所处的板块构造位置，兼顾动力学环境。

板块构造理论产生以后，很多学者认为盆地的形成与板块活动有密切关系，从而将不同类型盆地及油气分布与板块构造位置、运动方式联系起来，常根据沉积盆地所处的板块构造位置来划分盆地类型。

Dickinson（1976）依据板块构造演化和盆地所处的动力学环境，划分为两大类盆地：离散环境下的裂谷型盆地和聚敛环境下的造山型盆地，并将扭张性和扭压性盆地分别归属到两种构造环境中。该方案将克拉通盆地归属于裂谷型盆地。

Bally（1980）的盆地分类方案特别重视盆地与巨型缝合带的关系，将盆地分为三类：位于刚性岩石圈之上、与缝合带无关的盆地，如大洋盆地、被动陆缘盆地、克拉通盆地、裂谷盆地等；位于刚性岩石圈边缘、与缝合带有关的盆地，如海沟、深坳陷及中国式盆地；

位于缝合带之上的盆地，如各种弧后盆地以及缝合带巨型剪切活动有关的盆地等。

Kingston（1983）的分类以板块构造为基础，根据盆地的构造成因机制和演化历史分为七大类盆地：克拉通内（陆内）坳陷盆地、大陆裂谷盆地、被动大陆边缘盆地、大洋坳陷盆地、与俯冲作用有关的盆地、与碰撞作用有关的盆地和走滑盆地。

Klein（1987，1989）的分类依据大陆边缘性质、板块构造位置和地球动力学模式，主要划分为克拉通盆地、裂谷盆地、弧前（弧后）盆地、拉分盆地、前陆盆地、继承及再生盆地等。

Picha（1989）将全球243个沉积区分为五大类：克拉通内盆地、离散边缘、洋盆、聚敛边缘、前陆。

2）国内分类方案注重盆地成因动力学和构造旋回特征。

总体来看，中国学者多数分类方案主张将中国东部及大陆边缘的中、新生代盆地划归裂谷型或拉张型盆地，将西部中、新生代盆地划归前陆盆地和克拉通边缘坳陷盆地，将古生代盆地划归克拉通盆地和大陆边缘坳陷盆地（李德生，1982，1995；王涛等，1996；陈发景，1996；谯汉生等，1999）。近年来，国内不少学者研究了走滑拉分或复合型拉分盆地（李思田，1995；陈安定，1998；池英柳等，2000；陆克政等，2004）。

朱夏（1982，1983）提出了“两个世代、两种体制”的思想，即古生代属槽台体制，中、新生代为板块构造体制，印支期为中国大地构造变革期。据此按照双重分类的概念分别对古生代及中、新生代原型盆地进行了划分。古生代分为六种盆地：坳拉槽、克拉通周边沉降盆地及后期前渊、塌陷盆地、张性地堑、克拉通凹陷和由于地壳黏性流动而产生的大陆边缘盆地。中、新生代有七种原型盆地：A型俯冲、基底拆离、碰撞、差异沉降、拉张断陷、断裂走向滑动和重力滑动。

胡见义等（1996）依据基底特征和构造背景，将我国260个有油气远景的盆地划分为4种类型：古克拉通继承性盆地、新克拉通盆地、褶皱带上发育的裂谷系和大陆边缘盆地。

田在艺等（1996）从地球动力学环境对盆地沉积和构造的控制作用出发，划分出四大类控制含油气盆地的环境：裂陷构造环境的盆地、聚敛环境的盆地、走滑断裂构造环境的盆地和克拉通构造环境的盆地，并进一步划分出16种盆地。

易容龙（2000）以板块构造和动力学机制为基础，将中国含油气盆地归纳为三大类、15种类型的盆地：被动陆缘盆地（坳拉槽、小型洋盆、陆缘裂陷盆地、B型前陆盆地）、活动陆缘盆地、[弧前盆地、弧内—间盆地、弧后盆地、残余弧后盆地、A型前陆盆地（弧后前陆）]和板内盆地[克拉通盆地、陆内裂谷盆地、C型前陆盆地（山前坳陷）、山间盆地、走滑盆地、陆内坳陷盆地]。

陆克政等（2004）按照盆地形成的动力学原因分为裂陷盆地、压陷盆地（挠曲盆地）、扭陷盆地（或走滑盆地）和克拉通盆地，并系统分析了不同类型盆地的次级类型及构造特征和演化。

二、中国含油气盆地的类型与特征

1. 中国原型盆地类型

根据盆地成因动力学，将中国含油气盆地划分为裂陷盆地、压陷盆地、走滑盆地和克

拉通盆地四大类，共划分出 14 种盆地类型（表 1－3）。

表 1－3　中国含油气盆地基本类型表

成因动力学分类	盆 地 类 型	中 国 实 例
裂陷盆地	陆内裂陷盆地	松辽盆地、渤海湾盆地
	伸展型坳陷盆地	
	衰退裂谷（坳拉槽）	贺兰坳拉槽
	被动大陆边缘盆地	珠江口盆地
	弧后裂陷盆地（边缘海）	东海盆地、南海盆地
压陷盆地	海沟	琉球海沟
	弧前斜坡盆地	
	弧前盆地	日喀则盆地
	前陆盆地	库车前陆盆地、川西前陆盆地
	山间盆地	
走滑盆地	走滑拉分盆地	依兰—伊通盆地
	走滑挠曲盆地	
克拉通盆地	克拉通内部盆地	塔里木盆地、鄂尔多斯盆地
	克拉通边缘盆地	

2. 不同原型盆地基本特征

（1）裂陷盆地

裂陷盆地泛指由于岩石圈或地壳发生伸展构造变形而形成的沉积盆地，是地壳伸展构造的一种表现形式，主要包括陆内裂陷盆地、伸展型坳陷盆地、衰退裂谷、被动大陆边缘盆地及弧后裂陷盆地等。图 1－16 反映了不同类型裂陷盆地之间的演化途径。

陆内裂陷盆地的基本特征是发育一系列受正断层控制的平行或斜交的地堑、半地堑。如果发育区域性的大型拆离正断层，可以形成范围很宽阔的陆内裂陷盆地，所有的地堑、半地堑可视为大型拆离断层上盘的连锁伸展构造系统，中国的渤海湾古近纪盆地就属于这种类型（图 1－17）。如果控制地堑或半地堑的正断层角度较陡，一般在平面上构成狭长的沉降带，形成狭窄的大陆裂谷型盆地，如东非裂谷盆地。

伸展型坳陷盆地是指地壳或岩石圈受引张减薄而形成的碟状坳陷，盆地不直接受断层控制。这类盆地往往与裂陷作用后岩石圈冷却收缩的热沉降有关，因此常叠覆于早期的陆内裂陷盆地之上，形成“牛头”式的下断、上坳结构，如松辽盆地、渤海湾盆地。

被动大陆边缘盆地是在早期裂谷基础上发育的向新生洋盆过渡的大陆边缘。基本特征：①洋壳和陆壳组成的过渡型地壳；②一般由陆架、陆坡、陆隆组成；③大量陆缘碎屑不断向海洋部分推进，形成巨厚的三角洲—滨岸沉积体系。由于造山作用的破坏，全球保存下来的被动大陆边缘盆地一般不早于三叠纪，中国在南海北部保存有准被动大陆边缘盆地（周玉琦等，2004）。

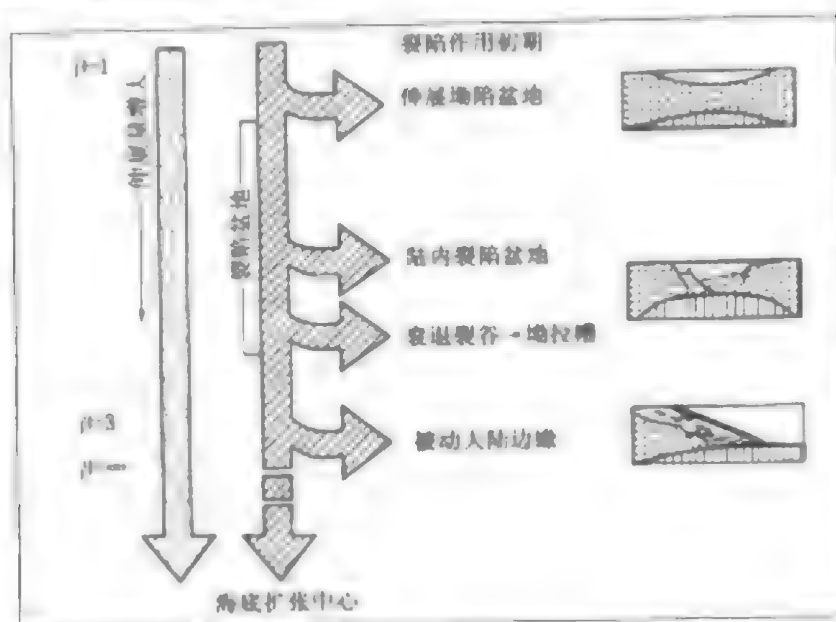


图1-16 岩石圈伸展与裂陷盆地演化示意图（据Allen等，1990）

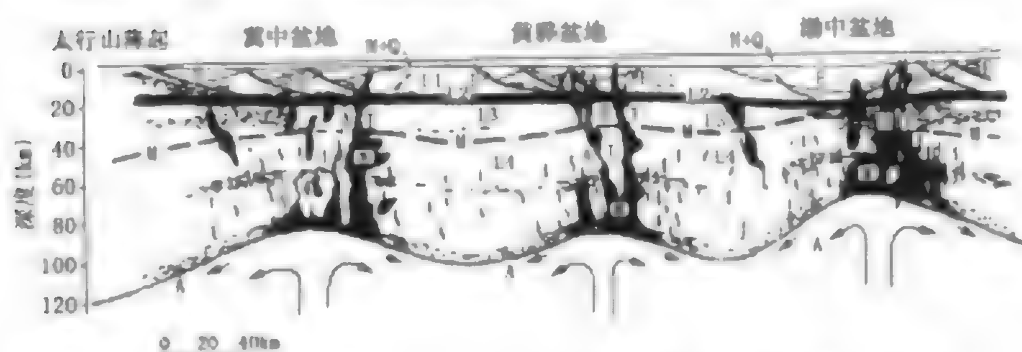


图1-17 渤海湾盆地新生代构造解释模型（据陆克政，漆家福等，1997）

N+Q—新近系和第四系；E—古近系；L1—上部地壳，以脆性伸展构造为主；L2—中地壳内部的韧性层，可能发育一些低角度剪切带，是上部脆性伸展构造的拆离滑脱层；L3—下部地壳，韧性或脆韧性过渡，并发育深成岩墙及变质核杂岩、网状韧性剪切带等形式的伸展构造；L4—壳下岩石圈，以韧性伸展为主，是[illegible]岩浆聚集区；A、T—垂向的走滑深断裂带；M—莫霍面；m—岩浆岩通道

弧后裂陷盆地形成于岩浆岛弧位于大陆的一侧，与大陆相邻的弧后盆地也称为边缘海。中国的东海盆地即是在西太平洋活动大陆边缘形成的弧后裂陷盆地（图1-18），南海盆地则经历了由弧后裂陷盆地（始新世—早渐新世）向新生洋盆（渐新世以后）的演化过程。

(2) 压陷盆地

压陷盆地是指在挤压作用下断层上盘上升并引起下盘发生挠曲变形而形成的沉积盆地。在板块运动过程中，板块的俯冲、大陆碰撞使得岩石圈发生向下弯曲的挠曲变形，分为B型俯冲（大洋向大陆俯冲）、A型俯冲（大陆向大陆俯冲碰撞）两种类型。B型俯冲环境一般产生海沟、弧前斜坡盆地、弧前盆地和弧后前陆盆地等类型。A型俯冲碰撞一般形成残

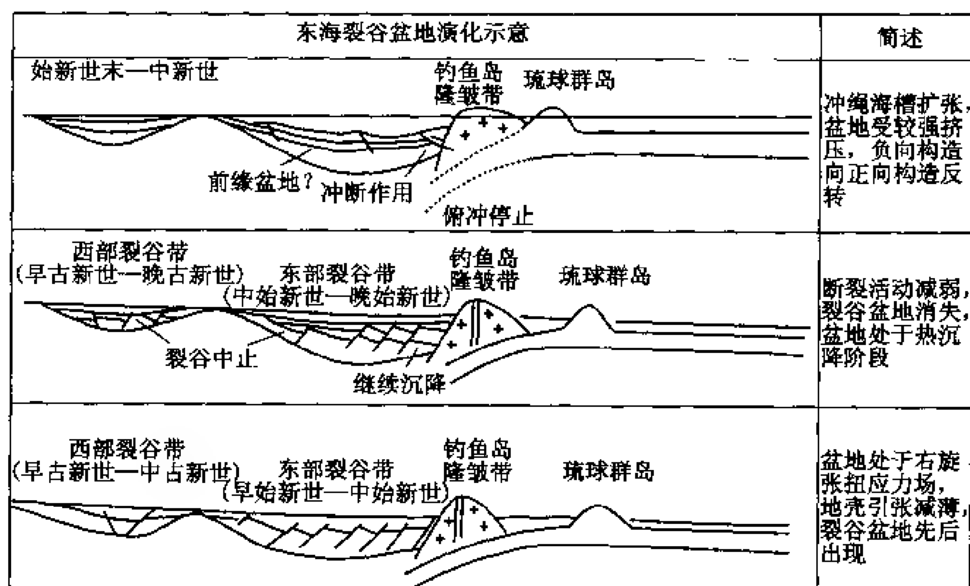


图 1－18　东海盆地构造演化模式图（据周玉琦等，2004）

留盆地、周缘前陆盆地和山间盆地。

前陆盆地是压陷盆地的典型代表，标准的前陆盆地一般分为弧后前陆盆地和周缘前陆盆地两种类型。弧后前陆盆地与弧后造山作用有关，是在陆缘岩浆弧后位置的逆冲断层系下盘形成的挤压挠曲盆地，主要分布在北美落基山前、南美新生代弧后和古特提斯北带。周缘前陆盆地发生于陆陆碰撞造山带前缘，叠加在早期的被动大陆边缘盆地之上，冲断带内侧有蛇绿混杂岩，发育基底卷入型的强烈叠瓦冲断构造，代表型盆地如磨拉石盆地、前扎格罗斯盆地等。这两类前陆盆地可以位于造山带的两侧，反映了板块俯冲的不同演化阶段（图1－19）。

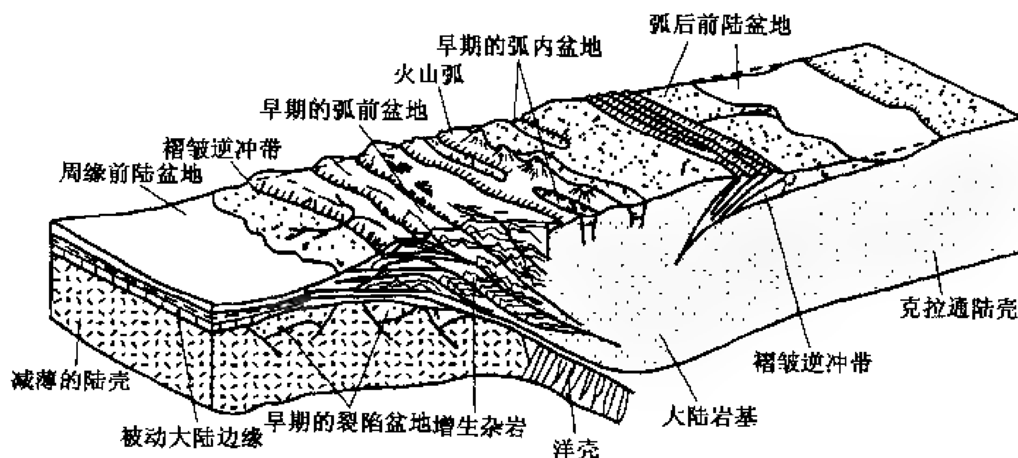


图 1－19　周缘前陆盆地与弧后前陆盆地示意图（据陆克政等，2004）

中国的前陆盆地主要分布于中西部地区，以中、新生代盆地为主。与标准的前陆盆地相比，中国的前陆盆地具有明显的特殊性，主要表现为：①造山带未见同时代的 B 型或 A

型俯冲带，挤压力源来自印度—欧亚板块碰撞的远距离效应，导致冲断带变形强度南强北弱；②前陆盆地的形成是由于古老的褶皱山系复活、大幅隆升并向克拉通方向冲断，形成急剧挠曲沉降的前渊带；③演化阶段呈多期多旋回，前陆盆地叠加在中生代断陷或坳陷盆地之上，而非被动大陆边缘或弧后环境；④晚期构造变形强烈，尤其是喜马拉雅期构造运动剧烈。因此，国内外学者对这类盆地有很多不同的称谓，如中国型盆地（Bally，1980）、再生前陆盆地（卢华复等，1994）、类前陆盆地（陈发景，1996）、晚期前陆盆地（何登发等，1996；贾承造等，2000）等。

前陆盆地一般由前陆冲断带、前渊凹陷和前缘隆起三部分组成，如塔里木盆地库车坳陷，划分为北部单斜带、克拉苏—依奇克里克构造带、拜城—阳霞凹陷带、秋里塔格构造带和前缘隆起五个构造单元（图1－20），构造变形强度由北向南减弱（图1－21）。

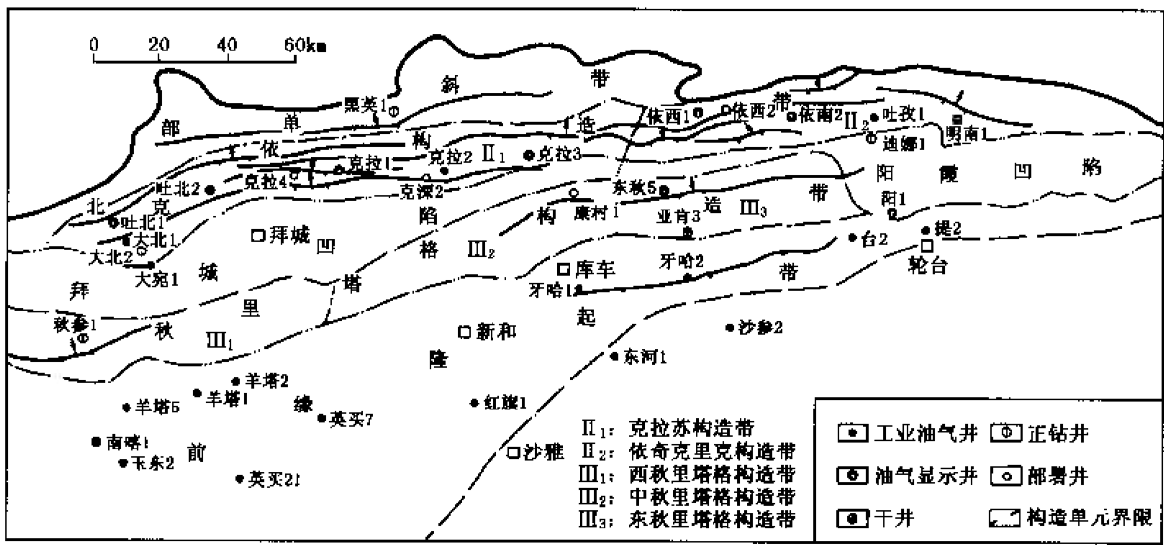


图1－20　库车坳陷构造单元区划图（据贾承造等，2001）

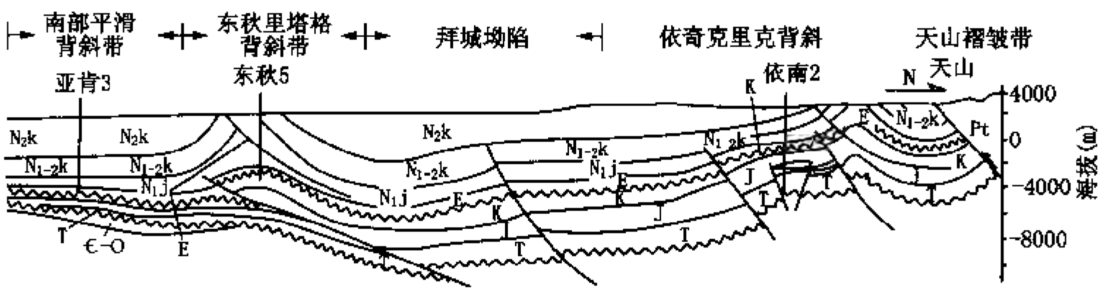


图1－21　库车坳陷南北向构造剖面图（据贾承造等，2000）

（3）走滑盆地

由走滑作用形成的、一般沿大型走滑构造带分布的盆地统称为走滑盆地。走滑盆地可以形成于各种不同的板块边缘或板块内部，外形通常为菱形或长条形，盆地长轴平行于走滑构造带，盆地规模可以差别很大，常发育雁列式构造组合样式以及花状构造等。走滑盆

地通常包括两种类型：走滑拉分盆地和走滑挠曲盆地。走滑拉分盆地是最常见的走滑盆地类型，又称为斜张走滑盆地、扭张盆地，是由走滑断层带产生的局部伸展环境下形成的盆地，陆克政等（2004）总结了形成走滑拉分盆地的8种构造条件（图1－22）。走滑挠曲盆地是走滑作用产生的局部挤压环境中因构造负荷形成的盆地。

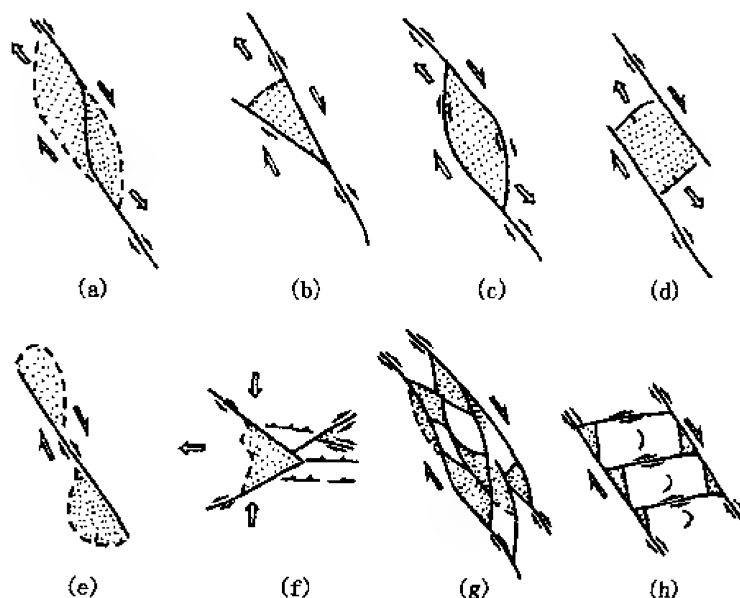


图1－22　走滑拉分盆地发育的构造条件（据陆克政等，2004）

中国大陆演化过程中经历了多期的板块俯冲和碰撞造山作用，在产生伸展或挤压环境的同时，由于斜向构造作用力的存在而产生剪切应力，形成多条大型走滑断层带，如郯庐断裂、阿尔金断裂、红河断裂等。这些大型走滑断裂带是形成走滑盆地或走滑复合型盆地的主要区域。

限于研究程度以及后期改造的影响，中国真正得到广泛公认的走滑盆地并不多，其中，沿郯庐断裂带发育的依兰—伊通盆地、胶莱盆地具有走滑拉分盆地的某些特征。近年来，已有文献对阿尔金断裂带发育的走滑盆地进行了论述（郭召杰等，1998；车自成等，1998；李海兵等，2002）。

由于走滑作用往往与其他构造作用相伴随产生，因此，由走滑作用单一因素形成的盆地并不多见，很多盆地具有复合成因，走滑作用对盆地的形态、断层展布以及沉降中心的迁移有重要控制作用。例如渤海湾盆地，在受伸展作用导致区域裂陷的同时，也明显受到郯庐断裂带、兰聊断裂带等走滑断裂带的影响，使得盆地总体呈现为菱形轮廓，走滑带附近的断层转为近东西向，沉降中心逐步向渤海海域迁移。柴达木盆地新生代沉积中心逐步向东迁移，可能与阿尔金断裂的左行走滑有关（车自成等，2002）。

（4）克拉通盆地

克拉通盆地是指在古老克拉通基础上形成的面积广泛、形状不规则、沉降速率相对较慢并以坳陷为主的沉积层序。按照所处的构造位置划分为克拉通内部盆地和克拉通边缘盆地两种类型。克拉通内部盆地规模很大，面积从几万至几百万平方千米，沉积厚度3～

4km，沉积分布相当稳定，典型的沉积环境为浅海、潟湖、潮间、滨岸、冲积平原以及湖相。克拉通边缘盆地沉降幅度大，一般为不对称型结构，早期相当于被动大陆边缘盆地，之后为残留洋和浅海沉积，晚期常为前陆盆地叠置，后期发生不同程度的构造反转。

中国大陆发育华北、扬子和塔里木三个克拉通地块，早古生代经历了中国古陆裂解和再拼合的演化过程，广泛发育克拉通原型盆地，形成一套以台地相碳酸盐岩为主的稳定沉积。晚古生代，由于大陆再次裂解，海水侵入，形成以海陆过渡相和陆表海台地相为主的沉积，呈现出准平原化、泛盆地特征，反映了海相向陆相过渡阶段的特点。在后期改造过程中，克拉通内部盆地多成为残留盆地或被其他类型的盆地叠加、复合，克拉通边缘盆地很多卷入造山带变形，残存无几。

三、中国原型沉积盆地形成与展布

新元古代末期的晋宁运动标志着原中国古陆（或中国古地台）的形成，之后中国大陆总体演化趋势表现为东冈瓦纳大陆北部边缘的裂解和西伯利亚或后来的古亚洲大陆的向南增生。古亚洲、环（滨）太平洋和特提斯三大构造域的形成（任纪舜等，1999），可以划分为三大演化阶段：①震旦纪—早古生代，陆块离散演化阶段；②晚古生代，陆块逐步聚合演化阶段；③中、新生代，陆内变形演化阶段。大地构造演化史控制了不同时期沉积盆地的形成与展布，主要形成震旦纪—早古生代海相克拉通盆地、晚古生代海相—海陆过渡相克拉通盆地和中、新生代陆相盆地三大阶段的原型沉积盆地。

1. 震旦纪—早古生代，海相克拉通盆地的形成与展布

（1）华北早古生代海相克拉通盆地

古元古代末期的吕梁运动（1700Ma）使华北克拉通结晶基底最终形成（黄汲清，1977；马杏垣，1979）。华北克拉通形成之后，就进入了克拉通内部及其边缘裂陷解体发展阶段（程裕淇，1994）。中—新元古代，联合古陆边缘发生裂解离散，在华北陆块内部形成燕辽、豫西、徐淮、贺兰、秦晋裂陷海槽（坳拉谷），沉积演化均由早期的粗碎屑逐渐过渡至细碎屑和碳酸盐岩沉积。发育于燕山、辽西南地区的燕辽坳拉槽总厚度达 9400m，在古近纪和新近纪强烈块断作用下发育各类潜山，形成了任丘等大油田。

寒武纪—早奥陶世，华北克拉通及周缘发育稳定的海相沉积盆地。克拉通南侧裂陷形成秦祁海槽，发育河西走廊被动大陆边缘和北秦岭—北淮阳被动大陆边缘盆地；西侧发育贺兰坳拉谷，是早古生代秦祁海槽形成时遗弃在华北克拉通上的一支裂谷，向北北东方向台内收敛，向西南与祁连海槽相通，沉积厚度明显加大，早奥陶世晚期克里摩里期沉积了一套厚数百米至上千米的泥晶灰岩夹页岩，平凉期发育深水页岩，与克里摩里组构成优质烃源岩，是鄂尔多斯盆地重要的天然气源岩。华北克拉通北侧为浩瀚的兴蒙海槽，发育被动陆缘沉积，后期回返成为华北陆块向北增生的褶皱带。克拉通主体部位形成克拉通内部坳陷盆地，是一套早期偏碎屑岩为主、随后出现台地—潮坪相碳酸盐岩为主的沉积组合，厚度 1200～1500m，克拉通差异沉降造成隆坳相间的格局，坳陷区大致与中—新元古代裂陷槽位置重叠。

中—晚奥陶世的早加里东运动之后，随着秦祁贺裂谷的关闭，华北克拉通发生隆升，遭受风化淋滤长达 130Ma，形成分布广泛的奥陶系风化壳，构成靖边大气田的主要储集层。

华北克拉通北缘已在后期盆地对立阶段受到改造，大陆边缘沉积已成为造山带的一部分，而南侧大陆边缘沉积组合有一部分保留下来，如现今贺兰山—秦岭的东北缘呈“L”型的带状区域，是下古生界勘探的潜在有利地区。

(2) 塔里木早古生代海相克拉通盆地

早古生代，塔里木克拉通为稳定沉降的陆块，周缘为陆缘盆地和大洋环绕，克拉通之上发育多期克拉通内部盆地。

塔里木克拉通发育震旦纪裂陷槽，在柯坪、铁克里克和库鲁克塔格发育火山岩、砂泥质灰岩和硅质岩建造，而满加尔坳拉槽对后期边缘坳陷型盆地的形成一直有重要影响。

寒武纪—早奥陶世，塔里木克拉通边缘形成规模不等的被动大陆边缘，沉积一套岩性、岩相和厚度横向变化较大的沉积组合，而在广大的克拉通块体的主体部位，则形成台地相碳酸盐岩沉积组合。塔里木板块北缘，随伊犁、中天山地块裂解和漂移，南天山裂陷槽盆地发展为大洋盆地；在西南缘，随中昆仑地块裂离塔里木板块，西北昆仑裂陷槽演化为西北昆仑洋；在东南缘，早古生代原特提斯洋可能沿东昆仑中央断裂带发育，阿尔金断裂带可能为其一支，于寒武纪晚期发育裂陷槽。在克拉通主体部位，由于岩石圈伸展减薄及热沉降，在塔里木东、西部分别形成了满加尔克拉通边缘坳陷盆地和塔西克拉通内坳陷盆地，是塔里木下古生界油气勘探的主体。早寒武世是最大海侵期，发育黑色页岩凝缩层烃源岩。早—中奥陶世发育灰岩、白云岩等礁滩相沉积，风化淋滤型的碳酸盐岩可能存在油气储集条件。

中、晚奥陶世—泥盆纪，塔里木克拉通周缘大洋盆地、裂陷槽逐渐聚敛、闭合，形成残留洋盆地、前陆盆地。泥盆纪晚期，海西早期运动使塔里木板块周围洋盆闭合，塔里木克拉通内部形成克拉通内挠曲坳陷盆地及其周围的前缘隆起。满加尔边缘坳陷盆地中—晚奥陶世演化为挠曲盆地，主要为超补偿巨厚复理石沉积。在塔中北坡、塔北南坡等斜坡地区，构造环境相对稳定，碎屑供给少，有可能形成优质烃源岩。

(3) 扬子早古生代海相克拉通盆地

扬子克拉通结晶基底于晋宁期形成，在此基础上震旦纪—早、中三叠世长期发育海相克拉通盆地，形成了厚度4000～7000m的海相沉积，并呈现东厚西薄的特点。

早古生代，随原中国古陆解体，秦岭—祁连洋、华南洋的不断扩张，在扬子克拉通南、北发育被动大陆边缘，但北缘分带性不及东南缘明显，大体都经历了早震旦世的裂谷阶段、晚震旦世至早—中奥陶世的被动陆缘阶段和中—晚奥陶世至志留纪的闭合造山阶段。早寒武世全球性第一次海平面上升也影响到扬子克拉通，被动大陆边缘发育硅质岩和泥质岩，向台地方向经斜坡带过渡到广阔的台地相，以深灰色泥质灰岩和白云质泥灰岩为主，属还原环境，形成下寒武统优质烃源岩，遍布整个四川盆地。中、晚寒武世—早奥陶世，边缘坳陷盆地中发育上奥陶统上部—下志留统烃源岩，其他广大地区为稳定的碳酸盐岩台地相沉积。晚奥陶世，东南被动陆缘由于微陆块增生拼贴，近洋部分逐渐转化为造山带，扬子东南大陆边缘转化为前陆挠曲盆地，上扬子克拉通内由浅海环境转变为深水盆地，发育上奥陶统—下志留统黑色页岩沉积，是川东地区主要气源岩之一。

早志留世晚期，秦祁昆洋和古华南洋闭合，扬子陆块与华北、华夏陆块汇聚，扬子克拉通周缘的被动大陆边缘褶皱造山，扬子克拉通隆升为古陆，缺失中—上志留统沉积。

2. 晚古生代，海相—海陆过渡相克拉通盆地的形成与展布

（1）华北晚古生代克拉通盆地

加里东运动后，华北克拉通长期处于抬升剥蚀状态，古陆内部无任何沉积，并逐渐达到准平原化。从中石炭世开始，克拉通再次下沉，以鄂尔多斯庆阳古隆起为界，分别形成了华北、祁连两个克拉通内坳陷盆地，接受了海陆过渡相的石炭—二叠纪沉积，晚石炭世太原组沉积时，东、西海水连通，构成一个大型的克拉通内部坳陷盆地。古隆起东侧，本溪组、太原组与山西组是一套海陆交互相及河流—三角洲相的暗色含煤砂泥岩剖面，厚150～300m，其中本溪组的铝土质页岩覆盖在长期淋滤剥蚀的奥陶系风化壳之上，为大气田的形成提供了必不可少的封盖条件，同时，石炭系—下二叠统煤系地层还是重要的烃源岩，烃源岩分布范围很广。古隆起西侧，晚古生代盆地叠置在早期的贺兰坳拉谷之上，沉积了一套以海相为主的海陆交互相含煤岩系，厚800～1500m，在乌达—韦州地区暗色泥岩厚260～400m，是一套很重要的生烃岩系。

从早二叠世晚期开始，华北克拉通结束海相沉积历史，转为陆相沉积。

（2）塔里木晚古生代克拉通盆地

晚古生代开始，随古特提斯洋和南天山等处裂陷槽发育，塔里木克拉通再次遭受海侵，中西部地区形成向西南开口的克拉通内坳陷盆地，东部地区处在隆升状态，二叠纪开始渐由海相沉积转为陆相沉积。

石炭纪开始，南昆仑洋盆（古特提斯）和南天山南部窄大洋打开，西南缘为被动陆缘。塔里木克拉通整体沉降、海水侵入，总体表现为西南低、东北高的构造格局，并在克拉通内部发育由塔北、塔东、塔中等低隆起围限的克拉通内坳陷，边缘为石炭—二叠纪扩张形成的古特提斯洋盆及被动大陆边缘，今英吉沙—叶城一线相当于边缘坳陷盆地，发育石炭—二叠系深色泥岩、泥灰岩烃源岩。

在晚石炭—早二叠世，塔里木克拉通内部发生了较强烈的拉张断陷，并发生基性火山活动。早二叠世末晚海西运动，古特提斯洋和南天山窄大洋—裂陷槽闭合，天山、昆仑山造山带形成，海水退出，塔里木盆地进入挤压挠曲构造环境。晚二叠世—三叠纪分别在南天山南缘山前和克拉通腹部形成前陆盆地和克拉通内挠曲坳陷盆地，以冲积扇、扇三角洲、河流三角洲、湖泊相沉积为主。

（3）扬子晚古生代克拉通盆地

加里东运动后，扬子克拉通和华南区已联合成陆。进入晚古生代，华南陆块周边除南秦岭地区在早中期为聚敛挤压环境外，总体为拉张构造环境，以发育克拉通内坳陷盆地和裂谷盆地为特征。

泥盆纪—早石炭世，华南陆块西南缘由于澜沧江洋扩张，形成被动大陆边缘盆地；东南缘钦防坳拉谷发育，其向北东方向扩展，发育北东向相间排列的地堑和地垒；与钦防坳拉谷共轭方向，发育北西向垒、堑相间的右江断陷区；此时在陆块北缘的南秦岭地区形成周缘前陆盆地，沉积厚度巨大。陆块西缘龙门山地区发育与秦岭挤压方向平行的碰撞裂谷。陆块北部形成克拉通内坳陷盆地，沉降幅度不大，主要为滨海碎屑岩和浅海碳酸盐岩。

晚石炭世，华南陆块整体沉降，遭受海侵，发育开阔台地相碳酸盐岩。早二叠世早期，海侵达到最大，淹没了整个华南陆块，在相对低洼区发育较深水深色灰岩烃源岩。

早二叠世末期—晚二叠世初期和晚二叠世末期—早、中三叠世出现两次主要拉张期，广泛发育克拉通内裂谷海槽，如扬子—川北坳陷区和右江、湘粤裂谷盆地区，海侵期较深水低能缺氧还原环境下发育烃源岩，在裂谷肩部发育众多的礁、滩相沉积，是非常重要的储集层。

晚古生代，除了在三大克拉通陆块及其周缘继续发育海相—海陆过渡相盆地以外，在准噶尔新生的石炭系褶皱基底上还形成了二叠系前陆—陆内坳陷盆地。早二叠世，准噶尔地块周缘褶皱山系向盆地内部冲断推覆，形成了西北缘、南缘和东北缘三个前陆盆地，发育了风城组烃源岩，为一套残留海—潟湖相黑色泥岩和凝灰质碳酸盐岩沉积。早二叠世末准噶尔盆地成为统一的陆内坳陷盆地，发育乌尔禾组湖相烃源岩。

3. 中、新生代，陆相沉积盆地形成与展布

（1）三叠纪，早期发育陆内坳陷、浅海与陆缘海槽，晚期形成印支期前陆盆地

海西运动后，海水几乎退出了除青藏与南方扬子板块部分地区以外的全部中国大陆，北方大陆与南方陆块在构造发展与沉积发育上出现很大分异。大致以昆仑—秦岭为界，北方地区除东北的吉黑一带发育海相沉积外，从三叠纪开始基本上是陆相沉积环境；以南的羌塘—喜马拉雅与扬子—华南等地区，受特提斯海洋环境的影响，发育三叠系的海相沉积。

北方地区的中、下三叠统基本上属于弱造山后的填平补齐式沉积，盆地性质为陆内坳陷及山间断陷盆地，如准噶尔盆地、吐哈盆地、库车—满加尔坳陷、华北地区等，沉积地层的分割性较强，在东北地区仅零星分布。由于气候干燥，中、下三叠统以红色河湖相碎屑沉积为主。南方地区发育海相的克拉通内部坳陷和陆缘深水沉积，大致以龙门山为界分为东、西两部分。西侧的青藏板块中生代为特提斯洋所占据，羌塘、拉萨和喜马拉雅等微陆块逐步向中国大陆拼贴，主要发育一套海相碎屑岩、碳酸盐岩和蒸发岩组成的巨厚沉积组合。龙门山以东，上扬子地区中、下三叠统主体是一套浅海相碳酸盐岩为主的沉积，夹白云岩和蒸发岩。而在上扬子周围发生裂陷作用，形成广元—旺苍、开江—梁平裂陷海槽，与周围的南秦岭、滇西、鄂西海盆连通，海槽内部发育细粒碎屑岩和富泥质碳酸盐岩，海槽两侧发育长兴组、飞仙关组礁、滩相沉积。扬子克拉通东侧的南华褶皱系加里东末期转为华夏古陆，晚古生代基本上发育浅海环境，三叠纪受古太平洋板块俯冲消减作用的影响，产生弧后拉张裂陷槽地，发育浅—较深水相的碎屑岩与碳酸盐岩组合。

晚三叠世开始，北方地区发育大型陆内坳陷湖盆，沉积一套稳定的河湖相沉积组合，暗色泥岩发育，三角洲砂体广布，如准噶尔盆地的白碱滩组、塔里木盆地的黄山街组、鄂尔多斯盆地的延长统，是中西部地区重要的烃源岩与储集层系。这一时期的华北板块开始出现东西分异，由于太行山的隆起，东部地区主要呈隆升状态，仅发育分割性的小盆地，如承德、济源等，而太行山以西的鄂尔多斯地区则整体沉降，发育了鄂尔多斯中生代最重要的坳陷盆地，占据了石油资源的主体。

晚三叠世晚期，随着秦祁海槽和金沙江特提斯洋的关闭，一方面塔里木—华北板块与扬子板块实现最终拼接，同时使得羌塘陆块向北漂移增生到亚洲大陆的南缘。金沙江洋的闭合使得龙门山以西的松潘—甘孜褶皱造山，并形成川西、塔西南前陆盆地，沉积了上三叠统的河流—湖泊—沼泽相含煤沉积组合。秦岭海槽的关闭在上扬子北缘形成了大巴山—米苍山前陆盆地。这一时期的构造活动还影响到华北板块的西缘，贺兰坳拉槽褶皱反转，

形成鄂尔多斯西缘前陆盆地，发育褶皱冲断带。

（2）早、中侏罗世，印支期后陆内伸展坳陷盆地的发展

经过三叠纪末的印支造山运动，北方地区在早、中侏罗世都出现挤压后的松弛和有限拉张环境，形成了分布极为广泛的早、中侏罗世断陷盆地，发育一套河湖—湖沼相含煤组合。印支期造山带附近，湖盆范围和深度都较大，发育以湖沼相为主的砂泥岩与煤岩、煤线及高碳泥岩组合，靠近物源区的高地和斜坡区，一般沉积以河流相为主的河沼相沉积组合。

在中国西北地区，侏罗纪原型盆地受“四块”“三带”的控制，形成了六个主要的沉积带：准噶尔—吐哈、伊犁—尤尔都斯、塔里木—焉耆、北山—巴音浩特、敦煌—花海和柴达木—祁连（赵文智等，2000）。西北地区侏罗系盆地以阿尔金断裂为界，以西各盆地以拗陷式沉积为主，沉积盆地规模大，连续性好，勘探前景较好；以东地区盆地规模小而分散，主要受北东向的断陷控制。

鄂尔多斯盆地在侏罗纪基本继承晚三叠世的沉积面貌，发育大型陆内坳陷，且沉积范围有所扩大，发育了富县组—延安组河道充填—湖泊沼泽相沉积（何自新等，2003）。四川盆地侏罗纪发育冲积扇、河流和湖相沉积，由于大巴山、南秦岭、松潘—甘孜等造山带的强烈隆升，在山前带发育前陆盆地。华北地区侏罗纪盆地规模较小，早期为粗碎屑为主的碎屑沉积和火山碎屑岩，中期沉积范围扩大，发育含煤系的湖沼相沉积（田在艺等，1997）。

（3）晚侏罗世—白垩纪，西部挤压、东部伸展与走滑作用控制陆内断、坳盆地的形成

晚侏罗世开始，中国大陆开始进入东、西部独立发展的新阶段。西部地区，受特提斯构造域一系列微陆块向中国大陆渐次拼贴的影响，造山作用显著增强，在阿尔金断裂以西产生强烈的挤压应力环境，克拉通周缘形成的古生代褶皱山系强烈复活，山前带形成前陆型前渊坳陷，堆积巨厚的冲积相与洪积相为主、夹有湖泊相的沉积组合，由于气候干燥，以红色沉积为主，基本不发育烃源条件，但却是良好的储集层，如库车坳陷白垩系巴什基奇克组厚砂岩。

东部地区，晚侏罗世开始太平洋板块以北北西方向向亚洲大陆快速俯冲，引起强烈火山喷发和陆内裂陷作用，在东北地区形成海拉尔—二连、松辽—辽西、三江—延吉三个裂谷系盆地群，充填了上侏罗统—下白垩统含煤系的河湖相碎屑岩和火山岩地层层序。早白垩世晚期，太平洋板块的俯冲作用渐缓，板块俯冲带逐步后退向洋发展，引起松辽地区大规模的裂陷期后热沉降活动，演化成为松辽大型坳陷盆地，沉积了巨厚的河流三角洲和湖相地层，为大庆油田的形成奠定了基础。华北地区的上侏罗统—白垩系盆地以火山碎屑岩和局部河湖相沉积为主，盆地原型以陆内裂陷盆地为主，但郯庐断裂带强烈的左行走滑作用对盆地演化也有影响，在断裂带东侧发育走滑拉分盆地，如胶莱盆地等。

在阿尔金断裂以东的河西走廊和阿拉善地区，受来自青藏地区向北推挤产生的走滑应力的作用，加之基底稳定性差，形成一系列侏罗—白垩纪的走滑拉分断陷盆地，总体走向呈北东向，如酒泉、花海、银额等盆地。

华南地区白垩纪的演化以强烈的挤压变形为主，逆冲推覆作用使晚古生代以来形成的稳定海相沉积受到强烈改造，晚白垩世发育一些小型断陷盆地，填充了陆相沉积层系。

（4）新生代，东部发育古近纪和新近纪裂陷盆地，西部地区发育新近纪—第四纪前陆盆地

古近纪开始，中国东部地区受弧后拉张作用形成了渤海湾、南襄、江汉、苏北—南黄

海等陆内裂陷盆地，在沿海地区发育了东海、南海等盆地。渤海湾盆地发育了多支北东向的沉积坳陷，强烈的块断作用产生了一系列掀斜式的半地堑、地堑，呈窄长形盆岭相间的构造格局，每个半地堑或地堑凹陷都是一个独立的沉降、沉积、构造和成油系统，新近纪以后，渤海湾转变为大型统一坳陷，并呈现由四周向渤中迁移的特点。苏北—南黄海盆地叠置在下扬子古生代克拉通盆地之上，总体构成一个向东敞开的北东向断陷盆地群，构造格局为一隆两坳。东海盆地由西部裂陷带与东部裂陷带及其间的隆起或凸起带构成，晚白垩世至始新世弧后为裂谷性质，渐新世以后逐渐转化为弧后坳陷盆地。南海盆地以南中国海中央海盆为核心，包括北部的珠江口、琼东南、台西南及加里曼丹陆架至马尼拉海沟北缘的曾母暗沙、礼乐滩与巴拉望西北盆地，古近纪为陆相沉积，新近纪与第四纪发育海相沉积，其中南海中央盆地已具有小洋盆的性质。

柴达木古近纪和新近纪盆地以柴西南为中心，是在干旱环境下形成的断陷湖盆，以碎屑岩夹碳酸盐岩组合为主，盆地的成因机制与阿尔金断裂的走滑作用有关。随着走滑作用的持续，湖盆沉降沉积中心向东迁移，第四纪由于青藏板块持续的挤压作用，形成柴达木东部三湖地区强烈的压陷沉降，快速堆积了巨厚的碎屑物，为第四系生物气藏的形成奠定了基础。

40～55Ma，新特提斯洋沿雅鲁藏布江缝合线消亡，印度板块与欧亚板块碰撞，并持续向北挤压，中国中西部地区发生了近 2000km 的岩石圈缩短。板块边界的远距离效应在中国西部地区产生了强烈的挤压环境，引起强烈的陆内造山带隆升，形成新一期的前陆盆地，主要包括库车、准南缘、博格达山前、塔西南等盆地，发育冲积扇、河流沉积，并形成大量成排展布的构造圈闭，是山前带油气勘探的主要目标。

四、含油气盆地类型与油气资源潜力、分布的关系

中国的油气资源广泛分布于不同时代、不同类型的沉积盆地之中。无论是在分布区域上还是纵向层系上，油气资源的分布都是不均匀的。全国历次油气资源评价结果表明，中国的油气资源集中分布于少数大型沉积盆地的主要含油气层系中。影响沉积盆地油气资源潜力的因素是多方面的，良好的烃源岩条件是资源形成的基础，同时还需要良好的储盖条件和圈闭条件，此外，盆地的演化历史和后期改造程度的强弱，都直接影响盆地的油气资源潜力。

1. 盆地类型与烃源岩的分布

中国主要含油气盆地发育多套烃源岩，分布时代从震旦纪到第四纪均有发育，主要集中于 4 个时代的地层之中：即寒武—奥陶系（局部延至志留系）、石炭—侏罗系、白垩系、古近系—新近系（表 1－4）。

寒武—奥陶系烃源岩为一套海相页岩、碳酸盐岩沉积，主要分布于塔里木、鄂尔多斯、四川盆地，烃源岩热演化程度为高—过成熟，盆地类型为早古生代海相克拉通盆地。

石炭—侏罗系烃源岩大致有两种类型，一种以含煤系的海陆过渡相和湖沼相沉积为特征，如鄂尔多斯、华北、塔里木盆地的石炭—二叠系，四川盆地的上三叠统，西北地区中、下侏罗统，对应的盆地类型有两种，晚古生代海陆交互相克拉通盆地和侏罗纪陆内断坳盆地；另一种类型的烃源岩是晚古生代—早中生代的前陆—陆内大型坳陷盆地，如准噶尔盆地中—下二叠统、四川盆地上三叠统、鄂尔多斯盆地上三叠统，以海陆过渡相、湖相泥岩为主。

表1-4　中国主要含油气盆地烃源岩与盆地类型对应关系表

盆地	烃源岩					盆地类型
	时代	地层	岩性	沉积相	厚度（m）	
松辽	K_2	青山口组、嫩江组	黑色泥岩	深湖相	700~1000	陆内坳陷盆地
	K_1	沙河子组	含煤系暗色泥岩	深海—半深湖	200~500	陆内裂陷盆地
渤海湾	E_{1-2}	沙河街组、孔店组	黑色泥岩	深海—半深湖	1000~2000	陆内裂陷盆地
	C—P	石炭—二叠系	煤系、暗色泥岩	海陆过渡相	100~300	克拉通盆地
鄂尔多斯	J_1	延安组	暗色泥岩	湖沼相	250~300	陆内坳陷盆地
	T_3	延长组	暗色泥岩、油页岩	深湖—半深湖相	300~500	陆内坳陷盆地
	C—P	石炭—二叠系	煤系、暗色泥岩	海陆过渡相	50~500	克拉通盆地
	O_1	马家沟组	碳酸盐岩	海相	50~500	克拉通盆地
四川	J_1	自流井群	黑色页岩、灰岩	湖相	80~90	前陆盆地
	T_3	须家河组	黑色页岩、煤系	海陆交互相、湖相	400~1500	前陆盆地
	S_1	龙马溪组	暗色页岩、泥岩	海相	300~600	克拉通盆地
	$\in_1$	筇竹寺组	黑色页岩	海相	50~375	克拉通盆地
塔里木	上三叠统—侏罗系		暗色泥岩、煤系		800~1200	陆内坳陷、断陷盆地
	石炭—二叠系		暗色泥岩、碳质泥岩	滨海沼泽、海陆过渡相	100~300	克拉通盆地
	寒武系—中上奥陶统		泥质碳酸盐岩	海相	300~400	克拉通盆地
准噶尔	J_{1-2}	八道湾组、三工河组	暗色泥岩、碳质泥岩、煤系	湖沼相	1300~3800	陆内断陷盆地
	P	风城组、乌尔禾组	黑色泥岩、煤系	浅湖—半深湖相	1200~1500	前陆盆地、陆内坳陷盆地
	C	滴水泉组—石钱滩组	暗色泥岩、碳质泥岩	滨浅海相	0~600	弧后裂陷盆地
吐哈	J_{1-2}	八道湾组、三工河组	暗色泥岩、煤系	湖沼相	500~700	陆内断陷盆地
柴达木	E_{1-2}		暗色泥岩、钙质泥岩	半深湖相	1500~2000	陆内裂陷、走滑盆地
	J_{1-2}	八道湾组、三工河组	暗色泥岩、煤系	湖沼相	300~500	陆内断陷盆地

白垩系烃源岩分布范围非常局限，如松辽陆内坳陷盆地、酒泉断陷盆地等，西北大部分地区以红色粗碎屑沉积为主。但松辽盆地白垩系烃源岩质量很高，上白垩统青山口组—嫩江组烃源岩分布面积达 $20\times10^4km^2$ 以上，生成了丰富的石油资源。

古近系—新近系烃源岩主要分布于中国东部—近海海域新生代裂陷盆地之中，为伸展环境下形成的深湖相泥岩沉积，尤其是富油气凹陷具有高生烃强度和高资源丰度，直接控制了大型油气田的形成和分布。

总体来看，东部地区烃源岩时代较新，层系单一，以白垩系、古近系—新近系为主，主要盆地类型为陆内坳陷、陆内裂陷盆地；中西部地区烃源岩层系多，但时代较老，以古

生界、中生界为主，盆地类型以克拉通内部坳陷盆地、陆内断陷—坳陷盆地为主。这一特点一方面决定了东部地区富油的特点，同时也决定了中西部大型叠合盆地可以发育多个油气系统，复杂性中孕育着巨大的资源潜力。

2. 盆地类型与石油资源的分布

根据全国新一轮油气资源评价的结果，中国主要含油气盆地（不含南海）石油远景资源量为 1086×10^8t，地质资源量为 765×10^8t。分析各盆地的石油资源分布情况可以看出（图 1－23），中国的石油资源以三类盆地最为丰富：东部中—新生代裂陷—坳陷盆地、中西部陆内大型坳陷盆地和海相克拉通盆地。

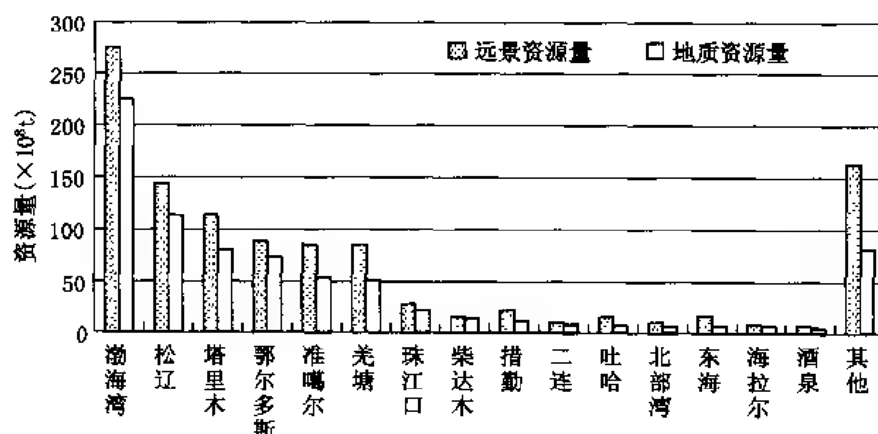


图 1－23　全国主要含油气盆地石油资源量分布图

渤海湾古近系—新近系陆内裂陷盆地的石油资源最为丰富（275×10^8t），其次是松辽白垩系坳陷盆地（144×10^8t），说明中国东部的白垩系—新近系盆地具有非常优越的成油条件，尽管目前勘探程度较高（渤海湾和松辽盆地共探明 177×10^8t），但仍是石油勘探的重要地区。渤海湾盆地以富油气凹陷的复式油气聚集带资源富集程度最高，多源砂体的发育为岩性油气藏的形成创造了条件，呈满凹含油的特点。松辽盆地石油资源主要分布于中央坳陷区的主力生烃灶范围内，形成特大型长垣油田及其两侧大面积分布的岩性油藏。

鄂尔多斯盆地和准噶尔盆地均属海水退出前后形成的大型前陆及陆内坳陷盆地，鄂尔多斯盆地以三叠—侏罗系为主，准噶尔盆地以二叠—三叠系为主，石油资源量合计 173×10^8t。鄂尔多斯盆地石油资源主要分布于多期发育的三角洲前缘带，为大面积岩性油藏。准噶尔盆地发育多套烃源岩，油气分布规律较为复杂，西北缘二叠—三叠系扇体岩性油藏和腹部地区侏罗—白垩系构造、岩性油藏是主要的勘探对象。

塔里木盆地的石油资源总量不小（113×10^8t），主要分布于克拉通盆地海相层系，尽管后期经历多期构造运动，但仍保存较好，是中国寻找古生界海相大油田的最有利地区。塔里木海相克拉通盆地经历了复杂的油气成藏与调整过程，石油资源分布具有很大的不确定性，塔中、塔北等古隆起对古生界油气藏有重要控制作用，奥陶系缝洞型碳酸盐岩储集层和石炭系滨岸碎屑岩储集层可形成大型潜山和岩性油气藏。

3. 盆地类型与天然气资源的分布

全国第三次油气资源评价结果表明，中国主要含油气盆地（不含南海）天然气远景资

源量为55.8855×10^{12}m^3，地质资源量为35.0308×10^{12}m^3。

天然气资源以塔里木、鄂尔多斯、四川三大盆地最丰富，与之相关的盆地类型主要是前陆盆地、海相—海陆过渡相克拉通盆地（图1－24）。

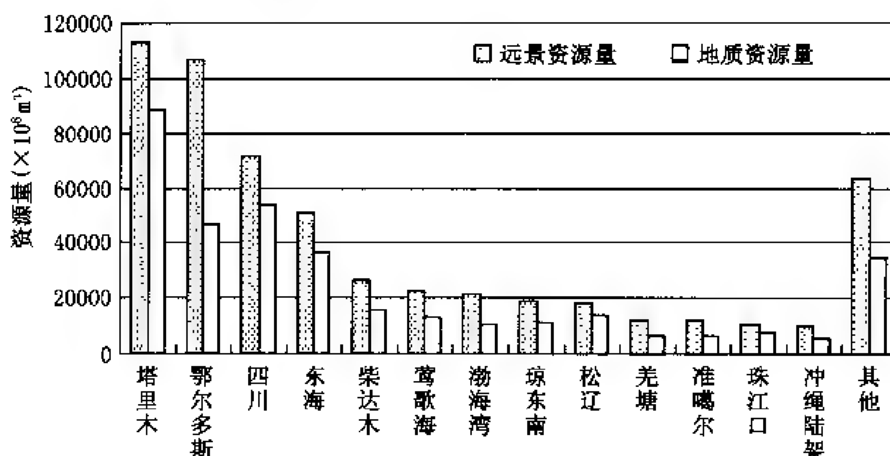


图1－24　全国主要含油气盆地天然气资源量分布图

塔里木盆地的天然气集中于库车、塔西南两个前陆盆地之中，构成以侏罗系为烃源岩、以白垩系—新近系为储集层的下生上储组合，山前冲断带的大型构造圈闭是主要勘探目标，已发现克拉2等大气田。

鄂尔多斯盆地天然气资源集中于古生界克拉通盆地，分下古生界、上古生界两套勘探目的层。下古生界主要形成奥陶系风化壳气藏，已发现靖边大气田，近年来在庆阳古隆起两侧又获得新的发现。上古生界是一套广泛分布的海陆过渡相含煤系碎屑岩沉积，烃源岩与储集层呈交互状分布，形成大面积岩性气藏。

四川盆地是一个含气为主的盆地，各个层系均有天然气资源分布，其中以石炭—侏罗系的天然气资源占主体，储集层以海相层系为主，说明下扬子的晚古生代—早中生代克拉通内坳陷盆地和裂陷海槽具有良好的成气条件。中国近海海域的东海、莺歌海、琼东南、珠江口等盆地的主力烃源岩虽然以古近系为主，与渤海湾盆地类似，但热演化程度高，以天然气资源为主。

第四节　中国含油气盆地构造变形的独特风格

不同类型的含油气盆地具有不同的构造变形特征，体现在形成一系列具有相似几何学特征和动力学机制的构造组合样式，成为识别该类盆地独特风格的重要标志，同时也是研究不同类型盆地的油气分布规律、评价勘探潜力的重要环节。

一、伸展构造样式

伸展构造是指在区域引张作用下形成的、使地壳或岩石圈伸长减薄的构造变形的总称，是拉张环境所形成的裂陷盆地的主要构造变形样式。随着对东部裂陷盆地、特别是对渤海

湾盆地的深入研究，已经可以较好的利用伸展构造系统来解释裂陷盆地的几何特征和动力演化过程。

1. 不同层次的伸展构造

区域引张作用可以形成不同构造层次、不同尺度的伸展构造。在浅层次上地壳变形中，伸展构造主要表现为正断层及其控制的组合样式，以大型拆离断层作为伸展构造基本运动面，在其上盘构成大型的连锁正断层构造系统，直接控制伸展型盆地的形成与发展。拆离断层向下到中地壳以后发展为韧性剪切带，使得岩石圈发生韧性流动、颈缩伸展和减薄，一方面使得浅层次脆性变形与深层次韧性变形联系起来，同时构成了裂陷盆地区与盆地边缘隆起有机联系的纽带。目前，大陆伸展构造通常用简单剪切伸展模式（Werniche，1985）和分层次拆离组合模式（G. S. Lister，1991）来解释。

2. 边界断层样式与地堑、半地堑组合特征

正断层是伸展构造的基本要素。伸展盆地可以发育不同方向的断层，但应该同时体现统一的伸展应变场特征（漆家福，2004）。

盆地边界正断层是决定沉积凹陷特征和演化最重要的条件。根据其几何形态和运动学特征，将正断层划分为3种基本类型：平面式正断层、铲式正断层和坡坪式正断层，其中平面式断层又分为非旋转式和旋转式两种类型。在不同类型正断层控制下，主要形成4种类型伸展盆地结构样式：地堑与地垒、多米诺式脊状半地堑系、半地堑或滚动半地堑和复式半地堑（陆克政等，1997）。上述结构样式可以在一个伸展盆地内部同时存在，但随着伸展作用的加强，由非旋转正断层控制的地堑、地垒结构一般向旋转式断层控制的半地堑结构演变，在中国东部中、新生代裂陷盆地而言，由旋转类正断层控制的各类半地堑是主要的结构类型。

3. 伸展型连锁断层系统

决定裂陷盆地结构和演化的基底主断层是伸展构造变形的骨干断层，承载了主要的拉张量。在基底主断层上盘，所有的次级断层和构造组合与基底主断层一起构成大型的伸展型连锁断层系统，体现了动力学和运动过程的统一。次级断层可以具有多种组合样式，形成滚动背斜、逆牵引背斜、断阶、断裂坡折带等多种伸展构造样式，直接控制油气的分布。

二、断层相关褶皱

前陆盆地以挤压作用为主，强烈的构造变形主要集中在山前冲断带。逆冲断层是冲断带最为常见的现象，在其控制下形成复杂的冲断构造系统（如双重构造、叠瓦构造、三角带构造）以及基底卷入型构造等。其中，断层相关褶皱是前陆冲断带最重要的聚油气构造样式。

1. 断层相关褶皱

在挤压作用下，脆性岩石间的变形以简单弯曲或破裂产生逆冲断层来实现。断层在发育过程中，由于两盘岩石相对运动而产生的剪切作用使得层弯曲变形，从而形成断层相关褶皱。断层相关褶皱包括三种基本形式：断层转折褶皱（断弯褶皱）、断层传播褶皱（断展褶皱）和滑脱褶皱。

断层转折褶皱是冲断席沿断坡运动形成的褶皱，是台阶状（坡坪式）逆冲断层相关褶

皱的最基本样式。由断坪和断坡主持的台阶状逆断层在运动过程中，断层上盘岩层变形而形成断层转折褶皱，其形态为背斜顶平，发育板状前翼和后翼。

断层传播褶皱是在冲断层端点附近形成的褶皱。当冲断层断坡自平行层面的断层段向上传播时，断层传播褶皱就开始发育了。在断层生长速率相对小于滑动速率或在断层滑动量增加而断层端点固定时就易形成断层传播褶皱。这种褶皱明显不对称，前翼陡有时陡立甚至倒转，后翼相对宽缓。在断层端点之上地层中背斜具有双轴面，在断层端点之下的背斜中有单轴面。断层传播褶皱在中国的塔里木、准噶尔、吐哈、四川盆地的前陆冲断带广泛发育。

断层滑脱褶皱是发育在平行层面的滑脱面或冲断层之上的褶皱，通常是在逆冲断层系前锋当挤压应力逐渐减弱、位移终止结束前发育的褶皱。滑脱褶皱无根且常不协调，需要塑性滑脱层（盐、页岩）来充填褶皱底部产生的空间。塔里木库车前陆冲断带前缘亚肯背斜就属于这种类型，直至目前仍在继续生长。

2. 冲断构造系统

两个以上的冲断层及其相关的冲断层构成了冲断构造系统，主要包括双重构造、叠瓦冲断系统及三角带等。

双重构造是指由底板冲断层和顶板冲断层所围限的一系列冲断席或夹块。冲断席或夹块的叠置及双重构造的形态取决于断坡角、冲断层间距及各连接冲断层的位移。冲断层发育过程中，新生的断层向前破裂，造成较早的断层叠置在较晚断层之上，每一个冲断的地层呈“Z”字形，首尾均被断层切断，形成小型的断层转折褶皱，又称双重逆冲断层转折褶皱。如吐哈盆地红旗坎构造。

叠瓦冲断扇构造，两条以上同向倾斜的逆冲断层向深部收敛在同一条底板断层上，冲断席呈瓦片式叠加，可以看作是多个断层传播褶皱的叠加。

三角带又称构造楔。前陆盆地中的逆冲断层并非都是向前陆方向逆冲的，那些向后陆冲断的断层成为反冲断层。前冲断层、反冲断层和底板断层三面围限的区域即是构造变形强烈的三角带构造。三角带构造常是有利的含油气圈闭，如塔里木盆地库车坳陷克拉2构造。

3. 前陆冲断带构造建模

前陆冲断带复杂的构造特征给地震资料的准确解释带来了很多困难。前陆冲断带构造建模利用断层相关褶皱等构造形成模式，结合区域地质资料、钻井和地震反射特征的综合分析，合理地应用平衡构造剖面的观点和断层相关褶皱分析方法，建立冲断带构造的几何学与运动学模型，揭示其深浅层、纵横向构造样式的变化规律。前陆冲断带构造建模技术已经成为复杂构造区地震资料解释的主要手段，在塔里木、准噶尔等盆地得到了广泛应用，如图1-25。

三、反转构造

反转构造原限定为盆地逆转为构造隆起以及伸展构造转变为挤压构造（Glennie & Boeger，1984；Bally，1984；Harding，1985）。目前，多数学者都强调反转构造是同一地质体在不同的地质历史时期应力改变造成伸展或压缩构造的叠加，并根据二者的叠加顺序，

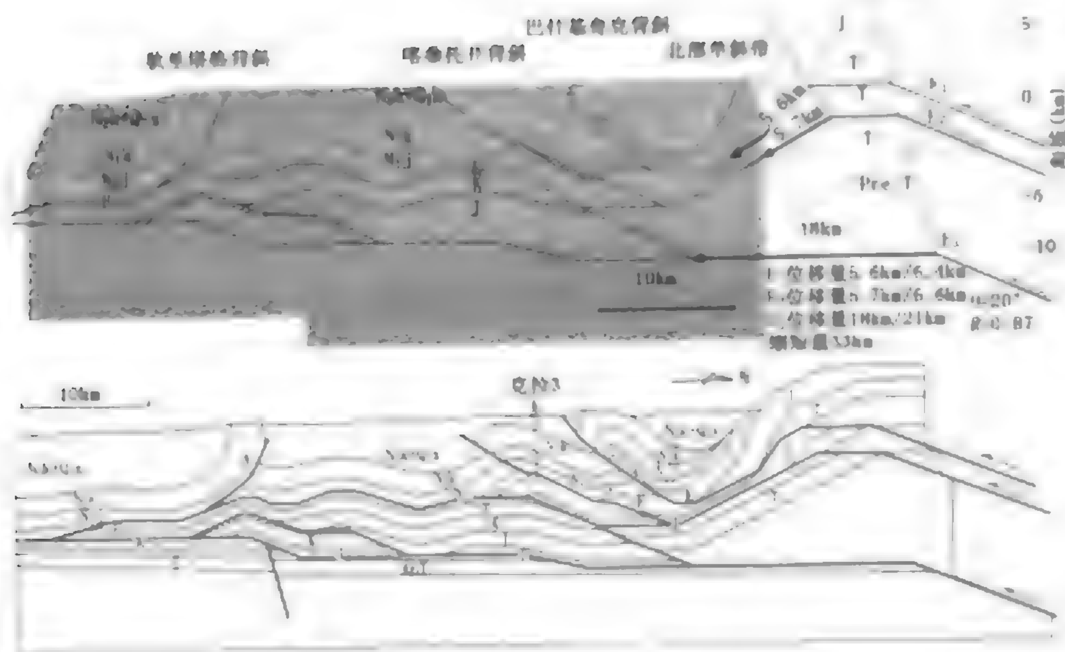


图1-25 塔里木盆地前陆冲断带构造模型

将在伸展构造之上叠加压缩构造的现象成为正反转构造，反之为负反转构造。近年来，中国不少学者相继对反转构造的成因机制和类型进行了系统研究和总结，并探讨了反转构造与油气的关系（吴奇之等，1997；蔡希源等，2001；褚庆忠等，2003；姚超等，2004）。

正反转构造主要与伸展盆地的后期改造作用有关，是挤压或挤压走滑联合作用的结果。随着挤压作用的不断加强，依次形成以下反转样式：①正断层变为下正、上逆断层，断层顶部轻微褶皱；②正断层变为逆断层，强烈褶皱；③盆地成为隆起区，强烈反转。中国的沉积多经历了多期次构造运动的改造，正反转现象相当普遍，在各大盆地都能找到很多实例。强烈的正反转构造即盆地反转，导致油气资源的散失乃至彻底破坏，如中国古生代发育的被动大陆边缘盆地在后期的演化中大多成为造山带的一部分，失去了勘探价值。但另一方面，适度的正反转可以使原本平缓的沉积层形成大型背斜构造，为大油田的形成创造条件，最典型的如松辽盆地长垣构造。

负反转构造是由正向构造转变为负向构造。姚超等（2004）按照负反转构造产生的构造环境、形成机制和演化过程，划分为5类负反转构造：①克拉通区冲断系负反转；②造山链带后负反转；③前陆隆起区负反转；④热隆区负反转；⑤变质核杂岩体负反转。不难看出，负反转构造以盆地级的结构类型改变为特征，严格意义上应属于盆地演化的范畴。例如，渤海湾盆地黄骅坳陷的西部边界断层——沧东断层，就是在早期的古生界冲断层基础上发展起来的，新生的正断层控制了古近系—新近系断陷盆地的发育。

四、盐构造

盐构造是一种与油气密切相关的特殊构造类型，泛指在重力、浮力及区域应力等综合作用下，由盐岩、泥岩及其他密度低于上覆地层的物质形成的底辟构造。盐构造在世界很

多含油气盆地都有广泛分布，并取得了重要勘探成果。2002年美国石油地质学家协会（AAPG）年会上，盐构造与油气勘探被列为会议讨论的一项重要议题（贾承造等，2003）。

盐构造样式有很多类型，常见的是伸展型盆地在盐底辟过程中形成的生长断层和滚动背斜，此外还有盐墙、盐株伞盖、盐倒悬体、盐焊接、盐岩推覆体等。在中国，不仅在渤海湾、江汉、莺歌海等伸展盆地中发现了大量的盐（泥）底辟构造，而且在准噶尔、塔里木等盆地也有广泛分布。在盐底辟作用下，盐上地层可以形成底辟背斜、相关褶皱、断层遮挡等多种圈闭类型，对油气聚集有重要影响。

盐岩的存在还构成优质的盖层条件。塑性强、易流动的特点使得盐下构造具备良好的保存条件，有效防止油气的散失。例如克拉2大气田的形成与上覆古近系—新近系盐枕的存在有密切关系。

五、走滑构造

走滑作用产生的各种构造组合称为走滑构造。走滑断层是走滑构造的基本要素，是指沿断面的走向，一盘相对于另一盘作水平运动。走滑断层规模差别很大，大陆块体内部既有小型的走滑断层，也发育延伸长度达数千千米的大型走滑断裂带，如中国的郯庐断裂带、阿尔金断裂带等。

走滑构造变形通常包括主位移带及各种由于断层走滑而形成的伴生构造。主位移带是走滑应力最集中的区域，通常表现为一条走向基本连续、变形强烈、构造破碎的走滑主干断层。走滑伴生构造类型多样，常常沿走滑断裂带有规律的分布，一般可以用走滑应变椭圆来解释。常见的走滑构造有雁列式断层或褶皱、花状构造等。

雁列式构造在中国含油气盆地经常见到。在剪切应力作用下，沿主断裂两侧常发育侧列式排列的次级断层或背斜，断层或背斜的走向与主断层承锐角相交，并可以指示主断裂的走滑方向。郯庐断裂系纵贯东北、华北地区，在周围的松辽、渤海湾等盆地产生了丰富的走滑构造。如松辽盆地东南隆起区的农安—万金塔走滑带，断裂带附近发育一些列与走滑有关的背斜构造，呈雁列式排列，显示出断裂带为左行走滑性质。渤海湾盆地，在郯庐断裂及其分支断裂所夹持的下辽河—黄骅—济阳地区，古近系—新近系内部发育大量的雁列式次级断层，断层走向也由其他断陷的北东向转为北东东向，与郯庐断裂右行走滑活动有明显关系。准噶尔盆地，南缘山前发育三排构造带，呈雁行式排列，说明构造的形成不仅受冲断带逆冲作用控制，而且也有走滑作用参与其中。

花状构造是在剖面上经常见到的一种走滑构造样式。由于走滑断层一般深切基底，断层面在下部陡倾，向上产生很多分支断层且倾角逐渐变缓，呈向上撒开的“花状”形态。压扭作用下形成正花状构造，多为逆断层，涉入其中的断层构成背斜特征。张扭作用下形成负花状构造，一般为正断层，地层呈向斜，构成地堑特征。随着应力状态的改变，正花状构造和负花状构造可以在同一走滑断裂带上交替发育。正花状构造可以构成有利的圈闭，在我国各含油气盆地均有发现。

六、构造调谐与分段

构造调谐带又称构造变换带、构造传递带，广泛发育于伸展及挤压型盆地之中。在逆

冲带上，沿走向方向往往出现主逆冲断层某些部分变为多条分支断层或褶皱，这些分支断层或褶皱吸收部分应变，使得整个挤压变形带的应变在区域上保持守恒，起到了调节不同地段应变大小的作用。在伸展构造研究中人们也发现，同一个裂陷盆地不同地段的构造样式、边界断层的产状以及伸展量的大小都有明显差异，其间依靠构造变换带来进行调节。构造变换带可以是典型的横向走滑断层，也可以由走向斜坡、中央斜向背斜、地垒凸起等形式来实现，是一种“隐伏”的调节断层。这方面的实例很多，如库车山前带、吐哈台北凹陷的山前逆冲带均有构造变换带的存在。松辽盆地嫩江—松花江是一个大型的构造变换带，对南北两侧构造单元的属性、沉积砂体分布规律有重要控制作用（赵文智等，2003）。

构造变换带的存在使得中国含油气盆地普遍具有纵向分带、横向分块的构造格局，从而使盆地或构造带表现出分段性的特点，导致构造变形样式和油气分布规律的差异。

七、构造的迁移性

构造的迁移性是一种普遍现象。不同时期沉积盆地类型的变化就是一种迁移。宏观上，构造的迁移取决于大地构造背景和区域应力环境的变化。在含油气盆地研究中更强调构造沉积特征的迁移变化。很多研究者认为这种迁移特征与走滑作用有关。

柴达木盆地古近系—第四系沉积中心有明显的迁移规律（图 1－26）。湖盆形成初期，于柴沟组的沉积中心位于狮子沟—英雄岭一带，之后至油砂山组沉积时期，沉积中心逐步迁移至南翼山—红旱三号附近，至上新世时期盆地中心位于一里坪地区，盆地趋于萎缩。第四纪，随着印度板块挤压作用的加强，在东部的三湖地区形成了大型盐湖，生成大量生物气。

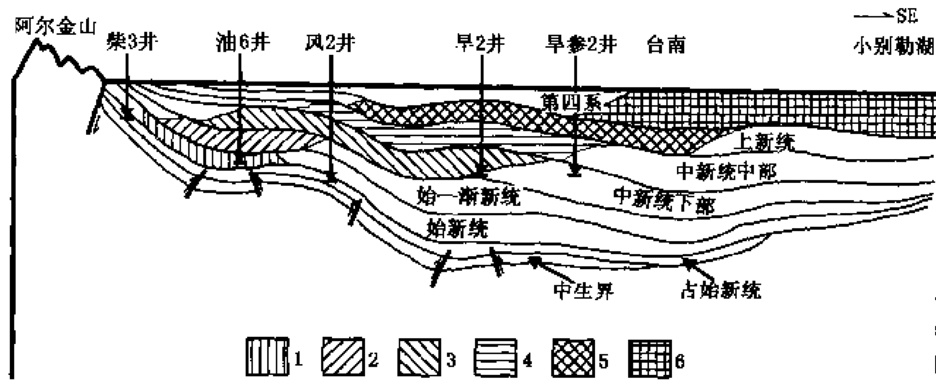


图 1－26　柴达木盆地第三系—第四系沉积中心迁移变化

1—始新统沉积中心；2—始—渐新统沉积中心；3—下部中新统沉积中心；4—中部中新统沉积中心；5—上新统沉积中心；6—第四系沉积中心

莺歌海盆地的沉积中心也有明显的迁移规律（龚再升等，1997）。在红河断裂右行走滑作用控制下，沉积中心逐步由西北向东南方向迁移，沉积地层也由始新世—渐新世初的陆相沉积演变为海相沉积，沉降幅度显著加大。中新世—上新世，红河断裂带转变为走滑—挤压作用，盆地内部地层褶曲上拱，并形成典型的花状构造组合。

参考文献

车自成，刘良．1998．阿尔金断裂系的组成及相关中新生代含油气盆地的成因特征．中国区域地质，17（4）：377～384

车自成，刘良等．2002．中国及其邻区区域大地构造学．北京：科学出版社

陈发景等．1997．中国中新生代含油气盆地成因类型、构造作用及地球动力学模式．现代地质——中国地质大学研究生院学报，11（4）：411～424

程裕淇．1994．中国区域地质概论．北京：地质出版社

池英柳，杨池银等．2000．渤海湾盆地新生代断裂活动与含油气系统形成．勘探家．5（3）：41～48

褚庆忠，于长江．2003．含油气盆地反转构造与油气关系研究综述．天然气勘探与开发，26（2）：69～76

郭令智等．1984．论地体构造－板块构造理论研究的最新问题．中国地质科学院院报，（10）：27～34

郭召杰，张志诚．1998．阿尔金盆地群构造类型与演化．地质论评，44（4）：357～364

何登发，吕修祥等．1996．前陆盆地分析．北京：石油工业出版社

何登发．李德生．1996．塔里木盆地构造演化与油气聚集．北京：地质出版社

何自新等．2003．鄂尔多斯盆地演化与油气．北京：石油工业出版社

胡骁等．1986．内蒙古温都尔庙地区早古生代板块俯冲带的研究．见：中国北方板块构造论文集．北京：地质出版社

黄汲清，任纪舜等．1977．中国大地构造基本轮廓．地质学报，51（2）：117～135

贾承造，魏国齐等．2003．中国中西部两期前陆盆地的形成及其控气作用．石油学报，24（2）：13～17

贾承造，赵文智等．2003．盐构造与油气勘探．石油勘探与开发，30（2）：17～19

贾承造等．2000．前陆冲断带油气勘探．北京：石油工业出版社

康迪 K C 著，张雯华，李继亮译．1986．板块构造与地壳演化．北京：科学出版社

李春昱．1980．中国板块构造的轮廓．中国地质科学院院报，2（1）

李春昱．2004．板块构造论文集．北京：地质出版社

李德生．1982．中国含油气盆地的构造类型．石油学报，3（3）：1～13

李德生等．2002．中国含油气盆地构造学．北京：石油工业出版社

李海兵．2002．阿尔金走滑滑陷盆地的确定及其与山脉的关系．科学通报，47（1）：63～67

李锦轶．1987．内蒙古东部西拉木伦河北侧早古生代蛇绿岩的基本特征及其板块构造意义．见：中国北方板块构造论文集．北京：地质出版社

李思田等．1997．中国东部及邻区中、新生代盆地演化及地球动力学背景．武汉：中国地质大学出版社

刘宝珺等．1994．中国南方岩相古地理图集（震旦纪——三叠纪）．北京：科学出版社

刘本培，全秋琦．1996．地史学教程．北京：地质出版社

陆克政，戴俊生主编．1994．胶莱盆地的形成与演化．北京：石油工业出版社

陆克政，漆家福等．1997．渤海湾新生代含油气盆地构造模式．北京：地质出版社

陆克政主编．2004．含油气盆地分析．东营：石油大学出版社

马杏垣．2004．解析构造学．北京：地质出版社

马杏垣等．1987．中国前寒武纪构造格架及研究方法．北京：地质出版社

马宗晋等．2003．地球构造与动力学．广州：广东科技出版社

潘桂棠等．1997．东特提斯地质构造形成演化．北京：地质出版社

谯汉生，纪友亮等．1999．中国东部大陆裂谷与油气．北京：石油工业出版社

邱中建，龚再升．1999．中国油气勘探．北京：地质出版社，石油工业出版社

任纪舜等．1997．中国及其邻区大地构造图．北京：地质出版社

任纪舜等.1999.从全球看中国大地构造——中国及邻区大地构造图简要说明.北京：地质出版社
任纪舜主编.1999.中国及邻区大地构造图说明书.北京：地质出版社
邵济安，唐克东等.1995.中国东北地体与东北近大陆边缘演化.北京：地震出版社
汤良杰，贾承造等.2003.库车前陆褶皱冲断带中段第三系盐枕构造.地质科学，38（3）：281～290
万天丰.2004.中国大地构造学纲要.北京：地质出版社
王鸿祯.1985.中国古地理图集.北京：地图出版社
王鸿祯等.1990.中国及邻区大地构造划分和构造发展阶段.见：王鸿祯等主编.中国及邻区构造古地理和生物古地理.武汉：中国地质大学出版社
王涛等.1997.中国东部裂谷盆地油气藏地质.北京：石油工业出版社
吴奇之，王同和等.1997.油气盆地构造演化与油气聚集.北京：石油工业出版社
肖序常等.1992.新疆北部及其邻区大地构造.北京：地质出版社
徐嘉炜.1980.郯庐断裂带的平移运动及其地质意义.见：国际地质交流学术论文集（1）.北京：地质出版社
许志琴等.1998.中国主要大陆山链韧性剪切带及动力学.北京：地质出版社
姚超，焦贵浩等.2004.中国含油气构造样式.北京：石油工业出版社
翟光明等.2002.板块构造演化和含油气盆地形成与评价.北京：石油工业出版社
张国伟等.1997.秦岭造山带的过程及其动力学特征.中国科学（D辑），26（4）：193～200
张恺.1991.论地球演化的板块构造阶段与油气起源的演化及其全球分布富集规律.石油勘探与开发，18（1）
张恺.1995.中国大陆板块构造与含油气盆地评价.北京：石油工业出版社
赵加凡，陈小宏等.2004.柴达木第三纪湖盆沉积演化史.石油勘探与开发，31（3）：41～44
赵文智，李建忠.2004.基底断裂对松辽盆地南部油气聚集的控制作用.石油学报，25（4）：1～6
赵文智，张光亚等.2002.中国海相石油地质与叠合含油气盆地.北京：地质出版社
钟大赉等.1993.从三江及邻区特提斯带演化讨论冈瓦纳大陆离散与亚洲增生.见：IGCP321项中国工作组.亚洲的增生.北京：地震出版社
钟志宏，王良书等.2004.莺歌海盆地成因及其大地构造意义.地质学报，78（3）：302～308
周玉琦，周荔青等.2004.中国东部新生代盆地油气地质.北京：石油工业出版社
朱夏.陈焕疆等.1983.中国中新生代构造与含油气盆地.地质学报.57（3）：235～242
Allen P A and Allen J R. 1990. Basin Analysis，Principle and Application，Blackwell Scientific Publications，Oxford
Mo Xuanxue *et al*. 1993. Volcanism and the evolution of Tethys in Sanjiang Area. Journal of Southeast Asian Earth Sciences，9（4）：325～333
Sengor A M C，Natalin B A. 1996. Paleotectonics of Asia：fragments of a synthesis. In：Yin A，Harrison T M（eds.）. The Tectonic Evolution of Asia. Cambridge：Cambridge University Press
Yin A，Nie S Y. 1996. A Phanerozoic palinspastic reconstruction of China and its neighboring region. In：Yin A，Harrison T M（eds.）. The Tectonic Evolution of Asia. Cambridge：Cambridge University Press

第二章　陆相层序地层学理论与方法

现代层序地层学理论方法源于海相盆地层序研究。20 世纪 70 年代以来，Vail 等人在被动大陆边缘盆地层序分析基础上，先后建立了地震地层学和层序地层学理论方法体系，提出了比较成熟的海相被动大陆边缘盆地层序模式（Payton，1977；Wilgus 等，1988）。80 年代末期层序地层学理论方法引入我国后，引起了国内地质界特别是石油地质界的广泛重视。不论在中国东部中新生代陆相裂谷盆地，还是在中西部海相克拉通盆地及其上叠的陆相坳陷盆地和前陆盆地，都广泛开展过层序地层学研究（李思田等，1992；徐怀大，1993，1997；顾家裕，1995；池英柳等，1996）。在陆相层序成因、层序划分对比、层序演化规律等理论方法探讨方面，以及在储层描述、沉积相分析、目标评价等应用研究方面，都取得了一些重要进展。特别是近几年，国内学术界致力于陆相层序地层学工业化应用研究，极大地推动了我国陆上岩性地层油气藏勘探。与 90 年代以建立陆相层序模式为重点的理论概念探讨性研究不同，近几年层序地层学研究强调以地震定量层序分析为重点，通过系统编制层序单元的工业化图件，寻找有利油气储集体和岩性地层圈闭油气藏，井筒和露头资料层序分析只起标定作用，陆相层序地层学由理论探索发展成为岩性地层油气藏勘探的关键技术（李思田等，2002；贾承造等，2004；邹才能等，2004）。

研究表明，陆相层序成因机制、组成特征、油气分布和研究方法等，与海相层序有很大区别，主要表现在以下几方面：①海相层序形成主要受可容纳空间的顶界面——海平面或基准面旋回性变化控制，陆相层序主要受可容纳空间的底界面——基底幕式构造沉降作用控制，海、陆相层序的分级和体系域组成有根本差异；②海岸线和陆缘坡折带是控制海相沉积的两条主要分区线，陆相沉积差异主要受盆地类型及构造—古地理格局控制，从成因角度陆相盆地不存在类似海盆的坡折带，物源供给和气候背景对两大类盆地的沉积类型和分布都有重要影响；③海相盆地岩性地层圈闭主要分布在低位体系域，陆相盆地各种类型体系域都可能形成丰富岩性地层油气聚集，总体上以湖侵体系域最为有利；④与海相盆地比较，陆相盆地沉积体系规模小、相变快，不同沉积体系分布范围在空间上相互交织，从三维空间着眼筛选基干剖面网格，通过井—震交互对比建立合理的层序格架，在此基础上采用各种地质和地球物理技术方法，定量分析各层序单元纵向和平面生储盖岩系分布，才能更准确地预测有利储集体和岩性地层油气藏分布。

第一节　陆相层序地层模式

与海相层序形成主要强调受全球海平面变化控制不同，陆相盆地层序形成主要受构造、气候、物源供给条件三个因素控制（Posamentier 等，1988；池英柳等，1996；解习农等，1996）。构造运动多旋回性和旋回的多级次性，控制了陆相盆地 1～4 级层序的形成；气候变化引起湖平面波动，可能是 5 级或更高频层序形成的重要控制因素；构造作用与物源供

给条件和气候变化相配合，决定了陆相层序结构与沉积组成特点。按照上述观点，本节提出了不同于海相盆地的陆相层序分级划分方法，解释陆相层序、体系域形成机制，扼要分析了不同类型陆相盆地的层序基本特点。

一、陆相层序分级与识别

1. 陆相层序分级

海相层序地层学主要提出两种层序分级方案，即以相对海平面变化频率为基础的分级方法和以基准面变化相对振幅为基础的分级方法。在实践中应用这两种层序分级方法时，因缺乏客观、统一的标准，主观性较大，容易造成层序分级的混乱现象和层序划分结果的不一致性。因此，建议陆相层序分级应充分考虑盆地构造演化旋回和沉积旋回特征，将层序分级与中国石油地质界广泛流行的“五级旋回”划分相对应，与不同级别层次含油气地层单元划分相对应（图 2－1、表 2－1）。

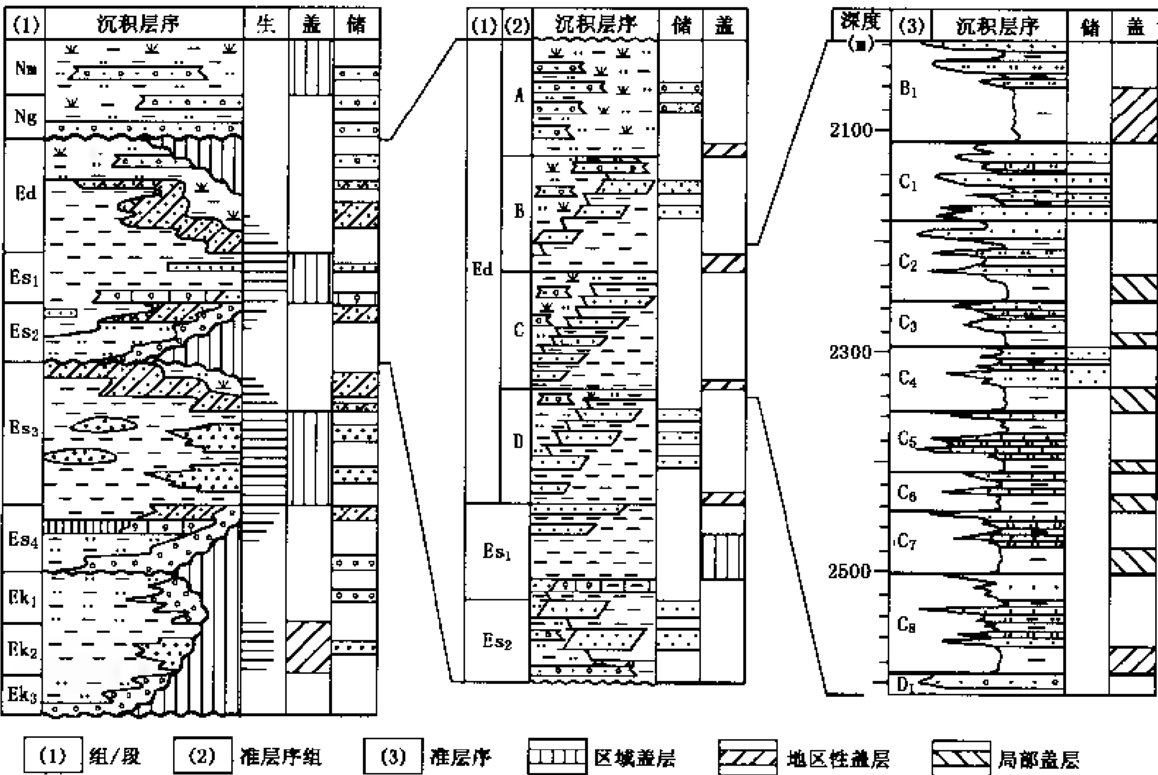


图 2－1 渤海湾盆地沉积层序和生储盖组合分级划分示意图（据池英柳，1998）

一级层序或超层序为相似构造背景下同一性质盆地的整个沉积充填序列，地层规模相当于系或统，如渤海湾盆地古近系断陷沉积和新近系坳陷沉积各为一个一级层序。

二级层序为同一个二级构造幕控制下的沉积序列，与过去所说的二级沉积旋回相当，边界为明显的不整合面。如渤海湾盆地古近系可划分为孔店组、沙四段—沙三段、沙二段—东营组三个二级层序，松辽盆地坳陷阶段可划分泉头组—青山口组和姚家组—嫩江组两

个二级层序。

三级层序为三级构造幕沉降过程中沉积的地层序列，地层规模一般当于段，其边界为沉积间断面或局部不整合，向沉积中心过渡为连续沉积面。在沉积分异程度较高时，三级层序可以识别出水进和水退两个沉积阶段，划分为两个体系域，如松辽盆地青山口组细划的三级层序，能够进一步划分水进、水退两个体系域。在沉积分异程度较低的快速堆积盆地，三级层序可能表现为半旋回，难以进一步划分体系域时，命名为准层序组，这种情况在陆相断陷盆地多见。

表2-1　陆相层序分级（据池英柳等，1996）

层序分级	一级层序（超层序）	二级层序（狭义的陆相层序）	三级层序（准层序组）	四级层序（准层序）
边界特征	超盆地范围可对比的不整合及与之对应的整合面	盆地范围可对比的不整合及与之对应的整合面	局部不整合及与之对应的整合面，或主要湖侵面	沉积间断及与之对应的次级湖侵面
控制成因构造幕	一级	二级	三级	四级
对应的沉积旋回	一级	二级	三级	四级
地层规模相当的含油气地层单元	含油气层系	含油气层组	含油气层段	砂层组
实例（图2-1）	渤海湾盆地古近系超层序	孔店组、沙四段　沙三段和沙二段—东营组三个层序	辽河东部凹陷滩海地区东营组的四个准层序组	多个单砂层与泥岩层组成相序演变趋势相同的地层单元

四级层序即准层序，由多个单砂层和泥岩层组成，地层规模相当于石油地质研究中的砂层组。在湖相沉积中为向上变粗、变浅的沉积序列，在河流相沉积序列中可发育向上变细的沉积序列。

五级层序相当于 Van Wagoner（1990）定义的“层组”，由一个砂层与一个泥岩层组成，五级层序有时为异旋回单元，有时为自旋回单元。

油气勘探阶段主要研究1～4级层序。区域层序地层学研究的目的是寻找新的含油气层系和有利勘探方向，主要建立盆地或坳（凹）陷范围的2～3级层序和体系域对比关系，识别层序边界不整合面和层序内部最大湖侵面是层序划分研究的重点。高分辨率层序地层学研究的目的是寻找有利目标，以区带或三维地震区块为研究单元，一般划分到准层序，地层规模相当于石油地质综合研究中的“砂层组”。

2. *陆相层序划分对比方法*

层序划分对比的目的是识别出不同级次沉积阶段的分界面，重建沉积盆地地质充填历史。层序划分对比是一项综合性研究工作，应注意以下几个问题：①任何能够指示沉积演化阶段性的地层记录都可以用于层序划分对比，综合运用地震、露头、测井、岩屑录井、岩心、古生物、地球化学等资料，识别出暴露侵蚀标志面、沉积相序的不连续面、沉积相演变趋势的转折面、沉积相迁移趋势的分界面等，是层序划分的第一步；②任何一级层序或层序中的体系域，都是由更小一级地层单元组成的沉积序列，既要注意寻找代表侵蚀与

间断的标志，又不要过分依赖单项标志的作用，例如1m厚的地层就可能出现多个河道侵蚀面、古土壤层，要在地层序列对比过程中才能判断哪个侵蚀面或间断面是真正的层序边界；②层序划分与对比是一项研究工作的两个侧面，层序划分识别的界面应在研究区范围内能够追踪对比，否则就失去了层序划分的实际意义；③各种地质、地球物理、地球化学资料所反映的层序边界面的地质意义不同，分辨率高低也不一样，应从沉积成因角度统一信息、去伪存真，使各种资料层序划分的结果相互统一，井—震交互对比是建立地下层序格架最基本的方法。

地震资料分辨率较低，主要用于1～3级层序划分，地震资料的主要优点是能够在较大范围内进行连续层序划分和对比。根据不整一地震反射特征直接识别出层序边界不整合面，根据地震波组特征、连续性和地震反射上超点的位置识别最大洪泛面。上超、下超、顶超或削截等不整一地震反射特征，是识别1～3级层序边界不整合面的可靠标志，具体属于哪一级层序边界需要根据井筒资料和区域地质背景资料分析判断。例如，根据地震不整一反射特征，可将歧口凹陷歧北斜坡区古近系划分为沙三段、沙一段和东营组三套三级层序（图2－2）。下超不整一反射界面是地层厚度向盆地中心变薄的地震反射特征，通常指示最大洪泛面或进积型准层序组底界洪泛面。在陆源碎屑供给充足、快速堆积盆地经常见到地震反射不整一现象，但在沉降—沉积速率较低或陆源碎屑供给不足的地区，缺少下超不整一反射界面，这时最大洪泛面通常对应于一套层序内部连续性最好的地震反射界面。如图2－2所示，歧口凹陷古近系三套层序内部的最大洪泛面（MFS$_1$—MFS$_3$），都是层序内部连续性最好地震反射界面。层序边界和最大洪泛面在地震剖面上的准确位置，需要钻井资料相序分析结果标定。

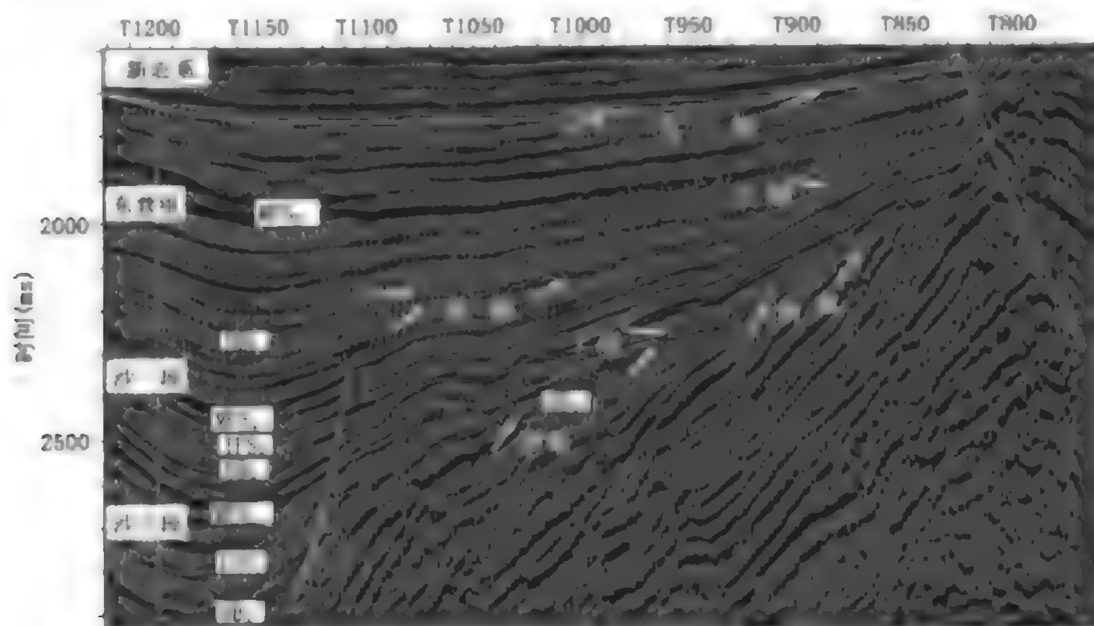


图2－2　歧口凹陷歧北斜坡古近系地震层序划分剖面

井筒资料类型多且分辨率高，既可用于识别大套层序界面，也可用于4～5级高分辨率

层序划分对比。岩电组合特征直观反演沉积相纵向演变和横向迁移，是钻井层序对比的基本资料，在岩心相分析标定的基础上，可以根据录井岩性和测井电性的组合特征，鉴别各井段沉积环境、沉积相类型和沉积突变界面，而后选择位于过渡相带的井进行纵向层序划分，初步确定层序划分方案。在理想情况下，层序界面为向上变粗、变浅沉积序列与向上变细、变深沉积序列之间的沉积转折面，而最大洪泛面则是向上变细、变深沉积序列与向上变粗、变浅沉积序列之间的转折面（图2-3），湖相准层序一般为多个砂层和泥岩层组成的向上变粗、变浅沉积序列（图2-3），典型河流—泛滥平原相组成的准层序则一般为向上变细的沉积单元（池英柳等，1998）。需要强调的是，比岩石类型和测井特征更重要的层序划分依据，是根据沉积环境与相序演变分析结果识别层序界面，在岩石类型单一的情况下尤其需要注意这一点。如歧北斜坡区沙一段层序，仅中下部发育两层薄层生物碎屑灰岩，其余层段几乎全部为纯粹的泥岩沉积，但根据泥岩沉积环境差异，仍可以将沙一段层序划分为三个体系域。

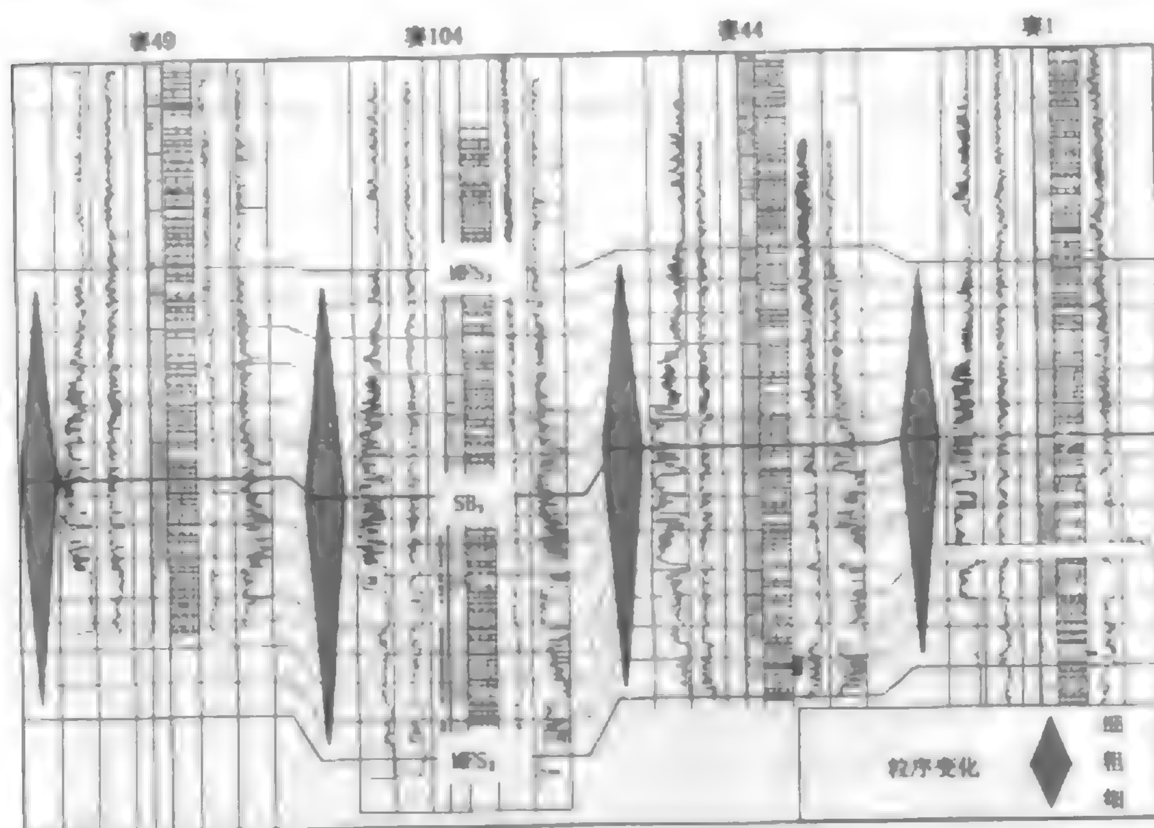


图2-3　赛49井—赛1井准层序划分对比剖面图

许多室内分析资料可以反映沉积环境与相序演变，也可以用于层序划分对比。密集采样分析的微古生物化石资料，特别是水生微古生物化石对环境变化比较敏感，如介形虫、藻类等，可根据化石组合特征、分异度、丰度和生态特征，分析沉积环境的变迁，识别层序边界和最大洪泛面。反映沉积环境变迁的地球化学指标，如泥岩中的氯离子含量、硼钾比、干酪根类型等指标，能够反映氧化—还原性、水体深度等沉积环境特征，因此可以用

于层序划分对比。此外，还有其他一些测井、岩性、岩相、分析化验资料，只要能够用于分析沉积环境与相序演变，并以此为基础鉴别出沉积相序演变的中断面、突变面、转折面等，都是层序划分的有用资料，这方面已有大量的文献介绍，在此不一一赘述。

露头层序划分的基本思路与井筒资料划分层序没有本质区别，都是通过识别侵蚀暴露标志、沉积相序演变与迁移等方面特征，识别出各级层序和体系域边界。露头层序地层学研究主要用于建立地质概念模型，为地下层序划分和特征分析提供佐证，如鄂尔多斯盆地清涧河廉家湾地区，可以识别出延长组长$_6^1$底部河道侵蚀充填沉积，与下伏长$_6^2$加积泛滥平原沉积直接接触，二者之间为明显不整合面，这是识别层序界面的重要依据。露头区出露的地层范围有限，且出露地层的沉积特点可能与地下地层有较大差异，将露头区层序分析与地下地质研究结合起来，对油气勘探才有更大的实际意义。

二、陆相层序发育的主要控制因素

层序成因是层序地层学理论研究的核心内容。对层序成因的认识不同，可导致层序划分方法、层序特征与演化规律等许多方面的重要差异。陆相层序成因研究不足，是导致陆相层序分级混乱、体系域划分命名不一致等问题的根本原因。层序成因研究内容分两个部分，一是分析层序发育的主要控制因素，二是根据地史主控因素变化的沉积响应特征，分析各种级别层序和体系域的形成机制与过程。

受海相层序地层学观点的严重影响，我国学术界先后流行根据海平面变化、湖平面变化和基准面变化，解释和划分陆相层序和体系域。目前主要流行根据基准面变化解释层序和体系域形成机制。需要注意的是，基准面是一个想像的界面，不是沉积作用的控制因素（Wheeler，1964）；基准面不是一个实际的物理界面，多数情况下没有足够的证据识别或判断地史时期的基准面变化。将层序体系域形成归结为想像的、难以证实的基准面变化，等于将层序成因归于未知。用抽象、推测的基准面变化，指导识别体系域类型，缺少客观、可供操作的标准，不同研究者掌握的资料和对基准面理解的不同，必然导致层序分级混乱、体系域划分命名不一致等许多问题。因此，笔者主张根据可容纳空间演变的沉积相应特征，分析层序和体系域形成过程，建立陆相层序成因模式（池英柳等，1996；池英柳 1998；邹才能等，2004）。

1. 可容空间的概念及其控制因素

可容纳空间指（基准面之下）“可供沉积物堆积的潜在的空间”（Jervey，1988）。基准面是一个想像的动态平衡面，用于描述沉积作用的上限和侵蚀作用的下限（Wheeler，1964）。沉积界面高于基准面表现为侵蚀作用，即使有沉积作用也是局部和暂时的，沉积物质点不稳定，不能长期保存下来而成为地层记录；沉积界面低于基准面发生沉积作用，沉积物有可能被埋藏而保存下来。

陆相盆地作为地表的局限洼地，河流沉积平衡面即是其沉积基准面。河流沉积平衡面指河流搬运能力与物源区供给的沉积物总量之间恰好达到平衡状态时，形成顺水流方向上逐渐递降的地形（Posamentier 等，1988）。沉积物堆积到平衡面时，其纵切面上各点的联线理论上是一条抛物线，向物源方向逐渐变陡，向盆地出口方向变缓（图 2－4）。

按基准面的定义，湖平面不是陆相盆地的基准面。陆相盆地最高湖平面位置与盆地的

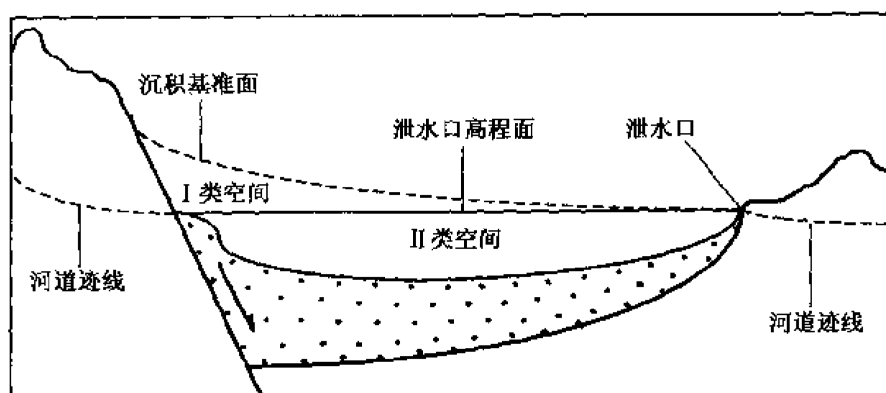


图 2－4　陆相断陷盆地沉积基准面和可容纳空间分布示意图
（据池英柳，1998）

泄水口高程一致，沉积物充填至湖平面和湖泊消亡后，还存在基准面与泄水口高程面之间的空间，沉积物可继续向上堆积，形成河流相沉积。不妨称基准面与泄水口高程面之间的空间为Ⅰ类空间，泄水口高程以下为Ⅱ类空间（图 2－4）。显然，只有存在Ⅱ类空间时，才可能形成稳定的湖相沉积。

沉积盆地可容纳空间变化主要受构造升降、沉积物供给、气候变化三个因素控制。构造沉降控制可容纳空间产生、规模大小及增长速率，沉积物供给充填作用和构造抬升则导致可容纳空间减小、消亡。气候变化引起闭流湖盆的湖平面升降，决定Ⅰ类和Ⅱ类空间所占的比例，对沉积环境和相类型分布也有重要影响。

尽管可容纳空间以基准面为上限，但基准面和可容纳空间是两个独立概念，在层序分析中应注意两个概念的内涵区别，不能简单地相互替代使用。基准面一般指理想情况下侵蚀与沉积作用达成平衡时的区域性趋势面，可容纳空间则可限定在一个盆地内或一个相对独立的沉积单元内使用。基准面是一个想像的概念，有少量地层记录可以用于推测基准面的位置和作用。例如，地层记录中的区域性暴露、沉积中断或不整合现象，一般认为是沉积物表面接近基准面或地层抬升到基准面之上遭受侵蚀的结果。缺少区域性暴露或侵蚀标志时，目前尚缺少可靠的方法鉴别基准面变化。可容纳空间则是一个具体物理量，有许多地层记录可以具体地描述可容纳空间大小和变化，如沉积岩分布面积和厚度、岩性岩相类型与分布、地层结构样式、古生物类型与生态特征、氧化—还原指数变化等许多标志，都可以用于分析沉积过程可容纳空间大小与变化。

许多文献根据沉积环境水深变化或沉积相序演变分析基准面变化，但实际上这些资料主要反映可容纳空间演变，不一定反映基准面变化。例如，新生代特提斯构造域强烈挤压抬升，造成青藏、云贵等地区潜在的沉积与侵蚀作用平衡面（即基准面）相应大幅度抬高，但该区现代湖泊沉积特征并未反映基准面的变化。云南抚仙湖最大水深超过 150m，现代发育深水重力流沉积（汪品先，1992），根据水深变化和沉积类型，将其归属于湖侵体系域，形成于基准面上升背景；滇池现代处于湖盆萎缩期，发育一系列进积型三角洲沉积体系（冯增昭等，1994），将其归属于水退体系域，按流行方法的判断该区基准面下降。实际上，

这两个湖盆的地理位置临近，都处于云南地区气候潮湿和基准面上升的沉积背景，但二者现代沉积特征不同，这与断陷沉降形成的可容纳空间与同期沉积物供给量对比关系直接相关，与湖平面或基准面变化没有确定的对应关系。如果是古老地层，根据上述两个湖盆水深变化和沉积特点判断基准面变化，就可能得出与事实不符的结论。

总之，基准面是一个抽象的概念，缺少可靠的方法和证据判断基准面变化，用基准面变化分析层序和体系域缺少统一的客观标准。可容纳空间是具体的物理量，可容纳空间演变可以根据许多地层记录判断，根据可容纳空间演变的沉积响应特征分析层序形成过程具有更为普遍的适用性。Shanley 等（1994）根据可容纳空间增长量（ΔV_a）与同期沉积物供给量（ΔV_{ss}）的比值关系，建立了用于解释层序结构和层序边界形成机制的模式，该模式既可以用于分析海相层序形成，也可以解释陆相层序的发育过程（池英柳，1998）。根据可容纳空间演变的沉积响应特征，不仅可应用于解释层序成因，也可以指导层序划分对比和层序组成特征描述，可容纳空间演变分析法体现了层序地层学的思想精髓，是层序分析最重要的理论基础（池英柳，1998）。

2. 气候对陆相层序发育的影响

陆相盆地沉积水体规模小，气候条件对陆相层序发育的影响比对海相层序的影响更为明显，气候变化主要表现为对沉积类型和高频沉积旋回的控制作用。

1）气候对沉积类型的影响。古气候背景不同，导致母岩风化作用方式和产物类型、沉积物搬运方式、湖盆水体规模及水介质条件等方面差异，最终主要表现在对沉积类型的影响。在干旱气候背景下，母岩以物理风化为主，风化产物中机械破碎的碎屑物质所占比例较高，间歇性洪水作用和风力是沉积物搬运的主要介质，砂体以重力流沉积为主，主要发育冲积扇、扇三角洲等类型砂体，如二连盆地下白垩统。潮湿气候条件下，母岩以化学风化为主，沉积层中泥岩所占比例高于干旱背景沉积，主要发育正常牵引流沉积砂体，在构造沉降深陷期，湖盆面积大、水体深，发育深水暗色泥岩和浊流沉积，如渤海湾盆地古近系和松辽盆地下白垩统（图 2－5）。

2）气候变化引起湖平面波动，是“气候层序”形成的主要控制因素。“气候层序”一般指与米兰科维奇气候周期有关的旋回性沉积，其变化周期为 2 万年、4 万年、10 万年和 40 万年。气候变化可以解释部分 5 级或更高频层序的形成机制，主要应用于中新世以来沉积的年轻地层。更为古老地层“气候层序”的识别，因同位素测年精度的限制，难以获得可靠证据，应用受到局限。由于湖盆水体规模小，气候微小变化就可以引起强烈的湖平面变化，几厘米厚的地层就可能记录了深水到浅水环境的变化（汪品先等，1991）。受地质和地球物理资料分辨率的限制，油气地质勘探研究最小的层序单元一般为准层序，其时间跨度一般大于 40 万年，故“气候层序”不是油气勘探的主要研究对象。

需要注意的是：①气候变化不直接产生空间，也不引起可容纳空间大小变化。闭流湖盆的湖平面在泄水口高程面以下波动，影响Ⅰ类和Ⅱ类空间所占的比例，主要影响湖相沉积和水上沉积的分布范围（图 2－4）。②气候干旱引起湖平面下降，并不一定意味着有大量砂体形成，而可能是相反。里海地区上新统“气候层序”的详细研究成果说明，砂体主要形成于湖平面上升期，湖平面下降期几乎没有砂体形成（Nummedal 来华讲座材料，2005）。③湖平面变化是一个盆内沉积控制因素，不同地区湖平面变化没有可比性（汪品先

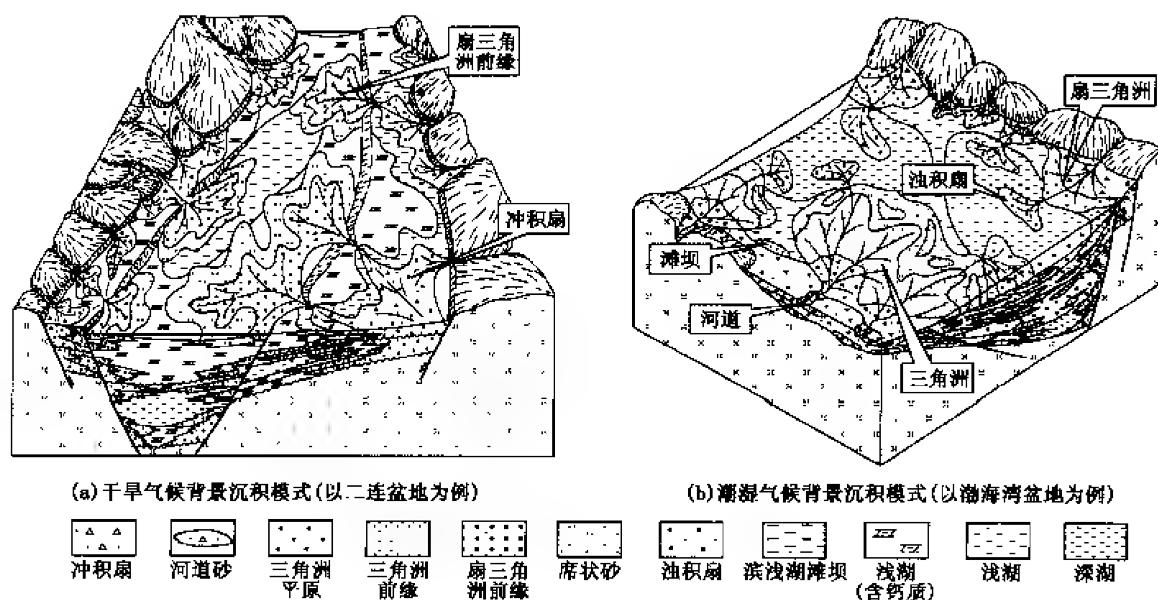


图 2-5　陆相断陷盆地不同气候背景下沉积类型差异模式图
(据贾承造等，2004)

等，1991；池英柳等，1996)。

3. 构造作用与陆相层序发育的关系

构造作用是陆相层序及其基本特征形成最主要的控制因素，其影响表现在许多方面。没有构造沉降形成的沉积空间，就没有沉积物堆积的场所，也就没有层序的形成。构造沉降速率和沉降面积的变化引起沉积空间的变化，导致补偿关系的变化，使沉积作用具有旋回性，控制了各级层序和层序边界的形成以及沉积体系和体系域演变。构造作用形成的古地理格局，决定了物源区和沉积区在空间上的展布，是陆相盆地具有近物源、多物源和快速沉积充填等特征的主要控制因素，盆地内部构造古地理格局则控制了沉积区内沉积体系的分布。不同类型陆相盆地的形成动力机制、沉降演化历史、地质结构特点、沉积区与周围隆起区（物源区）空间配置及相互作用特点等方面的差异，导致各种盆地的层序地层结构特点、主要砂体类型及其三维空间分布、有利圈闭类型存在显著区别，进而控制了岩性地层油气藏分布。

构造作用是陆相盆地1～3级层序形成主控因素的观点得到了学术界的普遍认同，根据构造沉降不同阶段沉积环境与相类型差异划分陆相体系域是一种自然选择。尽管不同类型陆相盆地沉积体系发育特点差异很大，但一个完整构造旋回的可容纳空间和沉积环境演变过程，可区分为四个沉积阶段（图2-6)。

第一阶段，构造沉降初期，因构造沉降面积小，形成的可容纳空间几乎被沉积物全部充填，缺少稳定水体，湖相沉积欠发育，主要形成冲积扇、洪积平原沉积。这种沉积类型在各种类型陆相盆地沉降初期沉积的层序底部普遍发育，如渤海湾盆地各凹陷断陷初期沉积的孔店组下部或沙四段下部、松辽盆地坳陷阶段沉积序列底部的泉头组一段和二段，都主要发育冲积扇、河流洪积平原沉积。

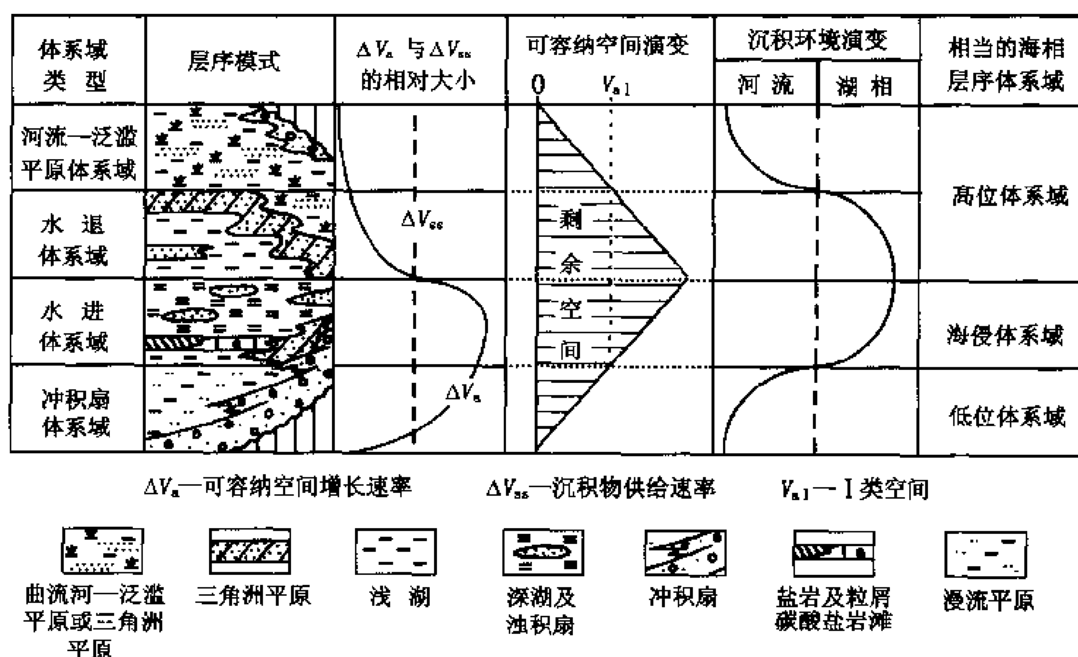


图2－6 陆相盆地层序模式与成因分析图
（据池英柳，1998）

第二阶段，随着构造沉降面积的扩大，单位沉降量形成的可容纳空间较大，存在未被沉积物充填的空间被水占据时，形成稳定的湖相沉积。随着湖盆水体面积扩大和水深增大，形成水进型沉积序列。水进早期，湖盆水体较浅，湖盆边缘发育三角洲、扇三角洲等过渡环境沉积。水进晚期，湖盆水体变深，在湖盆中心发育深水泥岩和浊积扇沉积。

第三阶段，任何一种类型盆地中，一个完整的构造沉降旋回都包含发生、扩展、减弱的过程。在构造沉降旋回后期沉降速率降低，形成的可容纳空间小于同期沉积物供给量时，湖盆水体面积缩小，水体深度变浅，直到湖盆消亡，这一阶段形成进积型沉积序列。

第四阶段，湖盆消亡之后，沉积物未堆积至沉积基准面时，继续发生沉积作用。因构造幕晚期，构造活动性减弱，地形高差小，以曲流河泛滥平原沉积体系发育为特色。这种类型沉积在渤海湾盆地古近系东营组上部普遍发育，西部地区侏罗系也广泛发育。

体系域的概念最初由 Brown 和 Fisher（1977）提出，定义为“同期沉积体系的总和”。按照这种定义，根据主要的沉积体系类型和沉积环境变迁，上述四个沉积阶段可分别命名为冲积扇体系域、湖侵（或水进、湖扩展）体系域、水退（或湖退）体系域和河流—泛滥平原体系域。其层序边界为不整合或沉积间断，层序内部体系域的分界面自下而上分别为初期湖侵面、最大湖侵面、湖泊消亡面。

按照上述方法划分、命名体系域的优点是：①有实际的物理界面区分不同类型体系域，可以根据沉积环境与相类型、沉积相序演变、古生态标志、地球化学相等指标来划分体系域；②每个体系域的石油地质条件截然不同，在石油地质研究中便于应用，如湖侵体系域上部一般是主要生油层段，湖侵体系域下部和水退体系域是陆相盆地砂体最发育时期；③

这种体系域划分有明确的成因意义，与2～3级层序形成主要受构造作用控制的认识一致，避免了没有合适参照物随意命名“高位”、“低位”带来的歧义；④体系域名称反映主要沉积类型的差异，具有“名副其实”的优点，符合Brown和Fisher（1977）提出的体系域定义，可避免将同一套地层划归不同类型体系域的混乱现象；⑤适合于不同类型沉积序列的体系域划分、命名。对于纯粹的河流相沉积层序，可划分为冲积体系域和河流—泛滥平原体系域。

三、不同类型陆相盆地层序发育模式

我国陆相盆地可以分为陆相坳陷盆地、陆相断陷盆地和陆相前陆盆地三种基本类型（贾承造等，2004）。不同类型盆地的沉降动力机制、地质结构特点、沉积时期古气候背景、沉积区与周围隆起区（物源区）空间配置及相互作用特点等方面的差异，导致各种盆地的层序地层结构特点、主要砂体类型及其三维空间分布差异，但各种类型陆相盆地的体系域组成和形成过程均可根据新增可容纳空间与同期沉积物供给量的比值变化来解释。

1. 陆相断陷盆地发育模式

陆相断陷盆地以断裂发育、断块破碎为基本特色，一个凹陷构成一个相对独立的沉积单元。二级裂陷幕控制一个完整的水进—水退沉积过程，纵向上可区分出2～4个沉积类型明显不同的体系域。三级裂陷幕形成的地层单元通常为一个“半旋回”，一般难以进一步区分为沉积特征有明显差异的体系域。因此，以二级层序为单元介绍层序发育特点。

陆相断陷盆地一个完整的二级层序可区分出四个构造沉积演化阶段，其形成机制可根据二级裂陷幕沉降过程中产生的可容纳空间与同期沉积物供给量的比值变化来确定（池英柳等，1996）。①二级构造裂陷幕沉降初期，沉降—沉积范围局限于凹陷边界断裂根部，满足$\Delta V_a < \Delta V_{ss}$的条件时，形成的可容纳空间被沉积物全部充填，形成冲积扇体系域。稳定的湖相沉积不发育，主要发育近源洪积、坡积粗碎屑岩和红色砂砾质泥岩组成的冲积扇体系，间夹暗色基性、超基性喷发岩，如渤海湾盆地孔三段、沙四段中下部都属于这种沉积类型，分别属于孔店组层序和沙四—沙三段层序早期冲积扇体系域。②随裂陷沉降范围的扩大，产生未被沉积物充填的Ⅱ类空间，在$\Delta V_a > \Delta V_{ss}$条件下，形成稳定湖泊水体且湖泊范围继续扩大，形成水进体系域。水进体系域早期主要发育（扇）三角洲、滩坝体系，是断陷盆地有利储油砂体发育时期。水进体系域晚期水体加深，是生油岩发育的主要时期，在洼陷区可形成重力流成因的湖底扇（浊积扇）砂体。③随着裂陷作用萎缩，沉降速率降低，满足$\Delta V_a < \Delta V_{ss}$的条件时，形成水退体系域。这一时期是断陷盆地有利储油砂体最发育的时期，俗称“满盆砂”沉积阶段，湖盆水体深度逐渐变浅，主要发育进积型三角洲、扇三角洲体系。④湖盆消亡后形成曲流河—泛滥平原体系域，其主要储油砂体是河道砂岩。这一类型沉积主要见于断陷作用末期，如渤海湾盆地古近系东营组上部广泛发育曲流河泛滥平原，分布范围由盆地陆上部分外围向盆地中心渤海海域方向逐步推进。

除了以上特征外，根据笔者对渤海湾盆地和二连盆地的层序地层学研究，陆相断陷盆地层序特征还有以下基本特点：①冲积扇体系域在断陷沉降初期第一套层序底部普遍发育，曲流河—泛滥平原沉积体系域在断陷阶段最后一套层序顶部普遍发育，中间裂陷幕的层序上述两类体系域可能都不太发育；②由于陆相断陷盆地堆积速率高，沉积分异程度低，3级

层序一般表现为“半旋回”，多数情况下难以区分出不同类型体系域，此时我们将三级层序称为准层序组（图2－1）。③大型陆相断陷盆地存在明显的裂陷中心迁移现象，各凹陷每一套层序的发育特点可能存在很大差异。如渤海湾盆地古近纪裂陷中心由陆上向渤海海域方向迁移，各凹陷层序发育特点明显不同。断陷初期沉积的孔店组层序，在黄骅坳陷南区、冀中坳陷西部、济阳坳陷南部发育完整，但在渤中坳陷及邻区分布局限，主要为红色沉积。沙四段—沙三段是渤海湾盆地主裂陷幕层序，各凹陷普遍发育湖相沉积。沙二段—东营组沉积时期裂陷中心迁移至渤中坳陷，在渤海海域及临区东营组为一个完整的水进—水退过程，这时候东营组和沙二段—沙一段各为一个亚二级层序，但在陆上部分东营组总体表现为水退沉积，属于沙二段—东营组二级层序的一部分。

2. 陆相坳陷盆地发育模式

陆相坳陷盆地不同演化阶段层序组成差异较大，与构造演化过程中可容纳空间演变特点有直接关系。根据笔者对松辽盆地和鄂尔多斯盆地的层序地层学研究，陆相坳陷盆地主要发育以下三种类型层序，每一种类型层序的体系域组成不同。

第一种类型，主要由辫状河、曲流河、泛滥平原沉积组成的层序。这种层序形成于构造沉降相对缓慢的背景下，在一个构造幕沉降过程中始终没有形成Ⅱ类空间，层序内部缺少稳定的湖相沉积，水进和水退体系域均不发育，仅发育冲积扇体系域和曲流河—泛滥平原体系域。层序下部冲积扇体系域相当于通常所说的底砾岩段，主要发育辫状河道沉积和漫流平原泥岩沉积，冲积扇体系的锥形扇体部分局限分布于盆地的边缘。层序上部的曲流河—泛滥平原体系域以泛滥平原泥岩沉积为主，体系域下部发育煤层，向上红色泥岩层增多，体系域内部砂岩含量较低，主要为曲流河边滩砂体。这种层序颇为多见，渤海湾盆地新近系馆陶组层序和鄂尔多斯盆地侏罗系延安组下部4～9段层序都属于这种类型（图2－7）。

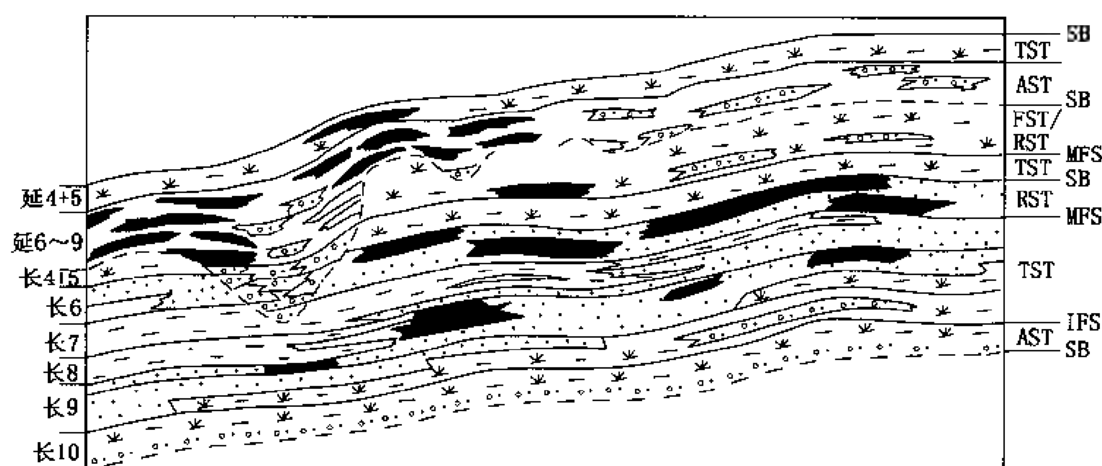


图2－7 鄂尔多斯盆地中生界层序与岩性地层油藏分布模式图

AST—冲积扇体系域；TST—水进（或称湖侵）体系域；RST—水退体系域；FST—曲流河—泛滥平原体系域；SB—层序界面；IFS—初次湖侵面；MFS—最大湖侵面

第二种类型，层序内部发育稳定湖相沉积，纵向上由冲积扇体系域、水进体系域和水

退体系域组成。这种类型层序形成于陆相坳陷盆地主成湖期，如松辽盆地泉头组—青山口组层序、鄂尔多斯盆地延长组6段至10段层序。其中水进体系域早期发育辫状河三角洲体系，水进晚期发育广泛分布的暗色泥岩沉积，是最重要的生油岩沉积时期。水退体系域主要发育曲流河—三角洲体系，与水进体系域早期的辫状河三角洲体系一起，组成陆相坳陷盆地最重要的储油砂体。

第三种类型，层序内部仅发育水进、水退两种类型体系域，冲积扇体系域和曲流河—泛滥平原体系域欠发育。这种层序组成是陆相坳陷盆地主成湖期三级层序的典型组成特征，如泉头组—青山口组二级层序中，泉头组四段和青山口组可以进一步划分为三个三级层序，每个三级层序均由水进和水退两个体系域组成。

大型陆相坳陷盆地不同部分层序组成有较大差异，主要受构造挤压造成沉降--沉积中心迁移和物源供给条件两个因素控制。①构造挤压因素在我国坳陷盆地发育过程中普遍存在。西北地区中生代盆地主要受南北向挤压作用影响，中部和东部地区既有南北向挤压作用，也存在明显的东西向挤压作用。鄂尔多斯盆地东西向挤压作用使中生界分布范围和沉积中心向西迁移，南北向挤压作用主要表现在三叠纪时期，造成盆地北部和南部的沉积特点存在明显差异。三叠系沉积中心偏南部，盆地南部沉积古地形坡度较大，主要发育辫状河三角洲沉积体系，北部古地形较为平坦，主要发育曲流河三角洲体系。松辽盆地东西向挤压作用明显，泉头组沉积在大庆长垣南的凹陷带都很发育，从青山口组沉积时期开始，沉积中心逐渐向西迁移，盆地东部相应逐渐挤压抬升。②物源供给条件差异对层序发育特征有很大影响。松辽盆地泉头组砂体在全盆地普遍发育，青山口时期盆地南部的物源供给不足，三角洲体系规模较小，有利储层局限分布在中央坳陷的西侧和南侧，盆地北部青山口组的三角洲体系规模很大，在青山口组上部推进到盆地的南部。物源供给条件差异，造成松辽盆地主力含油气层系的南北差异，北部以姚家组和青山口组为主力油层，南部以泉头组三、四段为主力油层。

3. 陆相前陆盆地发育模式

由于中生代以来，特别是新生代时期，印度板块向欧亚大陆的挤压作用，在中国中西部地区形成了15个前陆盆地（贾承造等，2004）。除了川西、鄂西缘等少数盆地外，我国中西部大多数前陆盆地与国外经典前陆盆地有较大差异，往往缺少被动边缘海相沉积层序，以楔形陆相沉积为特色。近山一侧发育厚度很大的冲积扇—（扇）三角洲沉积体系，砂体规模较大时，（扇）三角洲前缘可延伸覆盖至前缘隆起的斜坡区。如准噶尔盆地腹部隆起的砂体主要来自盆地外围的山系，源自盆内隆起的砂体规模小、分布局限。我国许多前陆盆地，如柴北、鄂西、酒泉等前陆盆地，其前缘隆起区与盆地主体一起被掩埋，本身缺少大规模水系输入，在前缘隆起的斜坡区往往发育各种滩坝沉积，潮湿气候条件下以砂岩类滩坝沉积为主，在气候较干旱条件下广泛发育碳酸盐岩鲕滩或薄层碳酸盐岩。

临近山系的构造活动性控制了盆地古地理格局，从而控制了纵向上沉积演化和层序发育特点。造山幕早期，是山系逆冲推覆活动的主要时期，引起山前带快速沉降，发育冲积扇体系，水进期演变为扇三角洲、湖底扇体系，与此同时在前缘隆起斜坡区发育小型扇三角洲和滩坝砂体。造山幕晚期，山系活动性减弱或停止活动，盆地缓慢沉降，古地形变平缓，形成水退体系域三角洲沉积体系，而后演变为曲流河—泛滥平原沉积。由于中西部前

陆沉积层序下伏有早期沉积的生油岩，油气通过断层或不整合向上运移，在前陆层序不同类型体系域的砂体中都可能形成油气聚集，但主要的油气藏分布于湖侵体系域的扇三角洲、湖底扇砂体中，最大湖侵面附近分布广泛的湖侵泥岩对阻止油气纵向运移起主要遮挡作用。

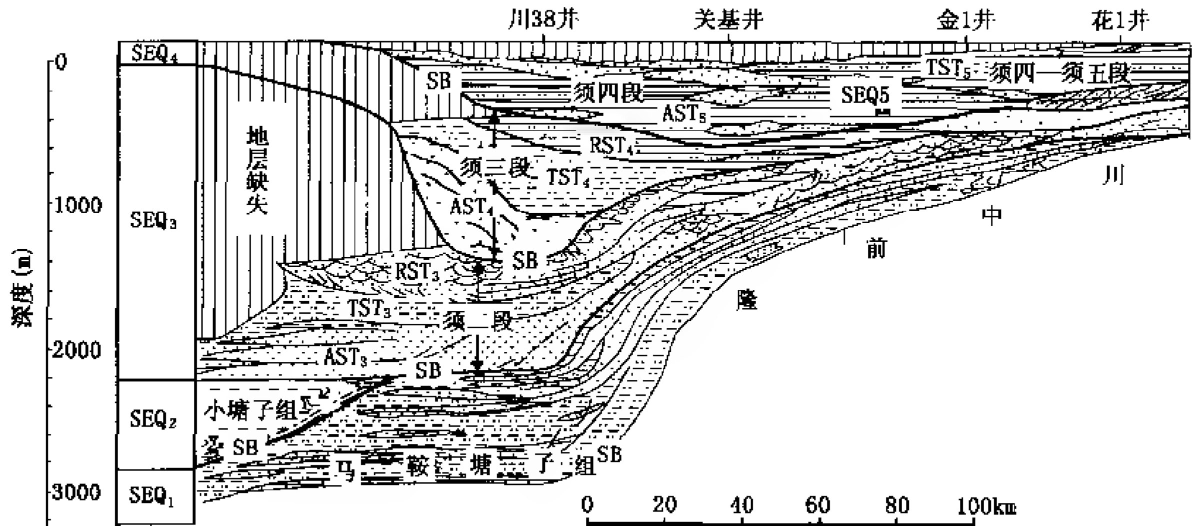


图2-8　川西前陆盆地上三叠统层序划分与结构特点
（据汪泽成，2003修改）
AST—冲积扇体系域；TST—水进（或称湖侵）体系域；RST—水退体系域

川西前陆盆地上三叠统是我国较为典型的前陆盆地，纵向上可划分为五个层序，即马鞍塘子组层序、小塘子组（或称须一段）层序、须二段层序、须三段层序、须四—须五段层序（图2-8）。其中马鞍塘子组层序、小塘子组为海相沉积，须二段至须五段三个层序主要为陆相沉积，每个层序由2～3个体系域组成。根据野外露头剖面观察和井筒资料分析，川西前陆盆地陆相地层在各地区沉积特点差异较大，但总体上看层序底部冲积扇体系域河道滞留底砾岩沉积，具有粒度粗、厚度较大、平面上分布局限的特点。湖侵体系域主要为浅湖、沼泽相泥岩和辫状河三角洲沉积。水退体系域主要发育三角洲平原分流河道砂岩、泛滥平原泥岩沉积，在层序顶部局部地区发育冲积扇砾岩沉积。

第二节　陆相层序结构与岩性地层油气藏形成关系

具有成因意义层序结构与沉积组成模式的建立，能够科学地预测有利储集体和岩性地层圈闭的分布，提高岩性地层油气藏勘探成功率。海相被动大陆边缘盆地层序模式的建立，特别是与坡折带相关的低位体系域砂体的认识，成功地预测了陆架边缘深水浊积扇砂体和岩性地层圈闭油气藏的分布。在南美、西非大西洋沿岸、墨西哥湾、北海、巴仑支海、喀拉海以及东南亚、澳大利亚西北大陆架等海域的低位体系域中，发现了大量的岩性地层大型油气田，成为近年来国际上油气储量增长最快的领域之一。

我国近年来加强陆相层序地层学技术开发和层序结构特征研究，极大地推动了我国陆

上岩性地层圈闭油气藏勘探，在松辽、渤海湾、二连、鄂尔多斯、准噶尔、塔里木等盆地发现了一大批岩性地层油气藏，探明储量占近几年新发现石油储量的50%以上，使之成为我国陆上油气储量增长最重要的接替领域。陆相盆地的层序结构和岩性地层油气藏分布，与海相盆地有相似性，更有许多重要差异。

一、不同层序结构的沉积体系与砂体特征

盆地类型决定构造—古地理格局，是影响陆相层序几何结构、沉积体系类型与砂体分布特征的首要控制因素，因此本节分盆地类型介绍这方面的研究认识。

1. 陆相断陷盆地沉积体系与砂体发育特点

陆相断陷盆地，如渤海湾盆地、二连盆地等，断裂发育、断块破碎，地形坡度大、近物源，以各种规模相对较小的扇形砂体发育为特色，主要有三角洲、扇三角洲、浊积扇（湖底扇）、冲积扇等砂体（图2－9）。由于盆地分割性强，以半地堑为相对独立的沉积单元，单个砂体的规模通常较小，但数量众多、围绕凹陷中心呈环状或带状分布。缓坡带地形相对平缓，主要发育三角洲或扇三角洲砂体，部分凹陷缓坡带还发育滩坝砂体。由于坡度较缓，三角洲砂体展布范围相对较大，一个沉积体系的砂体叠合面积可达数十至数百平方千米，可形成亿吨级大油田，如辽河西部凹陷西斜坡来自燕山大型扇三角洲砂体与鼻状构造聚油背景相配合，形成了高升、曙光、欢喜岭三个亿吨级大油田。陡坡带受边界断层控制，坡度大，沉积物快速入湖，堆积速率高，常形成冲积扇、扇三角洲和浊积扇（湖底扇）沉积体系，单个沉积体系的砂体分布面积相对较小，但纵向上叠合厚度大，也可以形成大型油气聚集，在东营、辽河西部、饶阳等凹陷都发现了储量数千万吨至数亿吨的大油田。

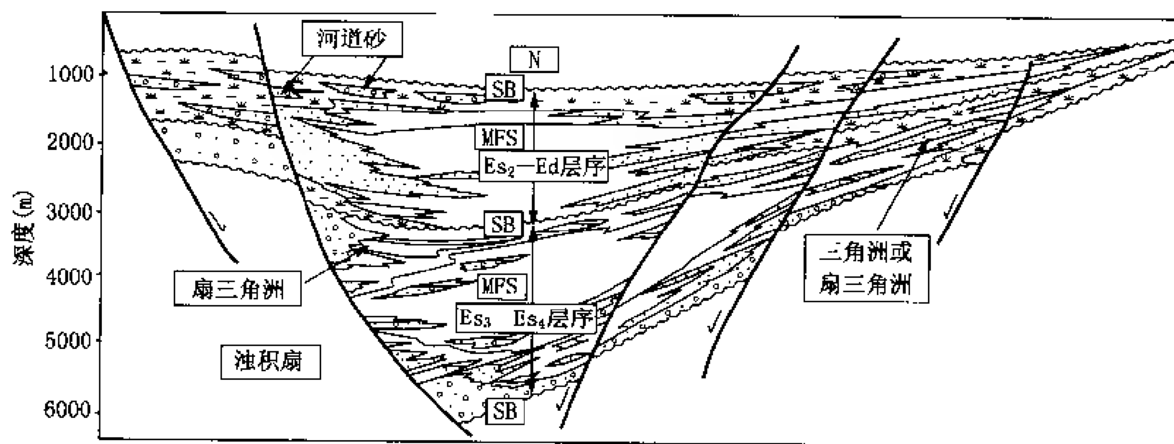


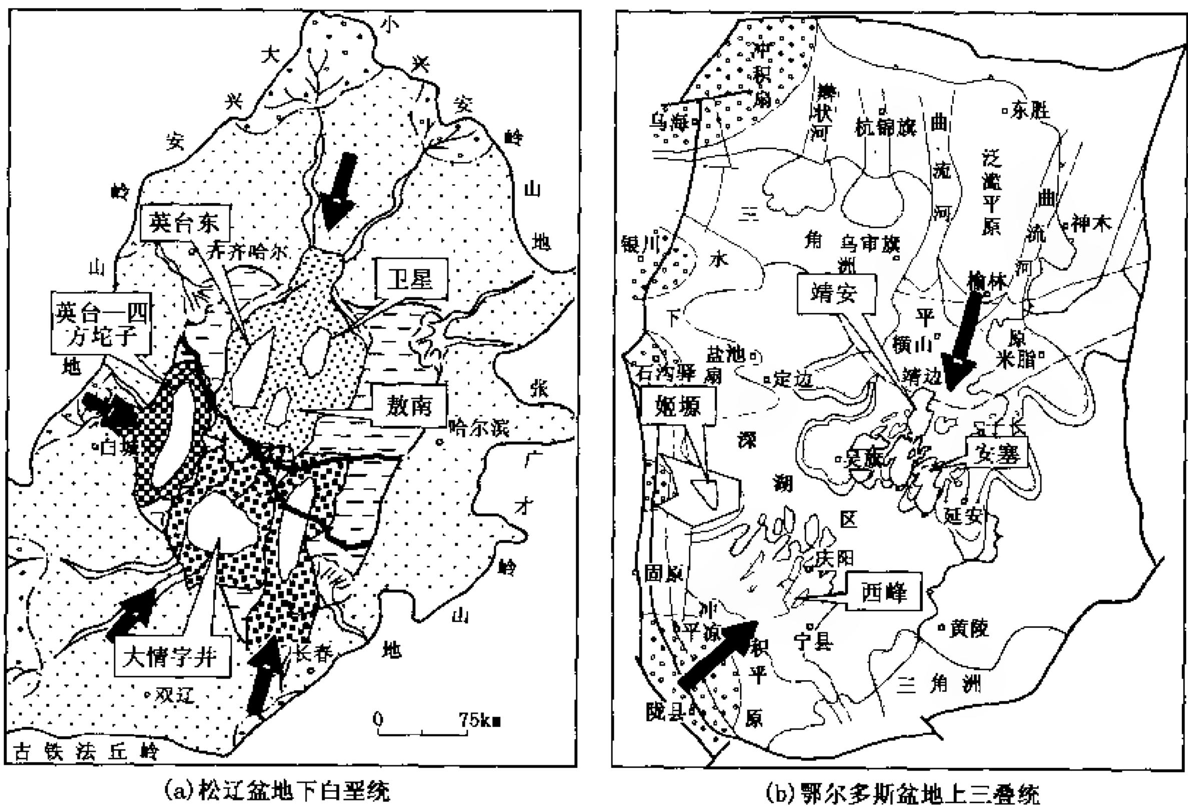
图2－9 渤海湾盆地古近系层序中砂体与岩性油藏分布模式图

由于不同地区气候、物源区与沉积区空间配置关系差异等原因，层序内部主要含油砂体类型存在显著差异。在气候较为干旱的二连盆地，以扇三角洲砂体为主。在凹陷面积较大、较开阔的地区，则主要发育三角洲砂体，同时在深洼区发育浊积扇砂体，如东营凹陷、歧口凹陷、饶阳凹陷等。在一些远离主要陆源碎屑物质影响的地区，以滩坝砂体和粒屑灰

岩为主要储集体，如歧口凹陷南部的缓坡区，沙河街组沉积时期大型沉积体系没有延伸到该区，沙河街组发育砂岩和灰岩两类滩坝沉积。

2. 陆相坳陷盆地沉积体系与砂体发育特点

陆相坳陷盆地沉积地形平缓、面积较大，以大型三角洲砂体广泛发育为特色。特别是主成湖期层序的水进和水退体系域，在各盆地均发育大面积三角洲体系，其中三角洲前缘砂体构成松辽、鄂尔多斯等盆地最重要的储油砂体（图 2－10）。三角洲平原发育带状分布的河道砂体，其单个砂体往往呈透镜状产出，在有断层等通道沟通油源的情况下，也可以形成数量众多的岩性油藏，如松辽盆地坳陷阶段两套层序湖侵早期沉积的姚一段上部、泉三—四段中，已发现了大量的三角洲平原分流河道砂岩岩性油藏。



(a)松辽盆地下白垩统　　(b)鄂尔多斯盆地上三叠统

图 2－10　陆相坳陷盆地三角洲前缘带控制广大型岩性油藏分布

坳陷阶段早期和晚期形成的层序中，沉积体系和砂体类型往往有较大差异。早期层序底部为坳陷阶段沉降初期的沉积产物，主要发育冲积扇—辫状河沉积体系。如松辽盆地泉头组—青山口组层序底部的泉一段—泉二段，普遍发育河流泛滥平原红色泥岩，间夹河道砂岩，钻探未发现稳定的湖相沉积和相应的三角洲沉积体系，属于冲积扇体系域。坳陷晚期层序的冲积扇体系域欠发育，层序底部一般存在规模较小的稳定湖相沉积，主要形成三角洲沉积体系，三角洲前缘亚相分布局限，平原亚相占据很大面积，三角洲平原分流河道砂体成为主要储油砂体。如松辽盆地姚家组—嫩江组层序，底部缺少冲积扇体系域，姚家组湖盆范围局限，以河道砂岩为主要储油砂体。

3. 陆相前陆盆地沉积体系与砂体发育特点

我国陆相前陆盆地砂体主要来自逆冲造山带，围绕山前带形成一系列厚度较大、分布面积不等的扇形砂体。在冲断强烈活动期，主要发育冲积扇、扇三角洲，在洼陷区深陷期可形成湖底扇砂体。在冲断活动衰弱期，主要形成辫状河三角洲砂体，各种砂体均以辫状河道、分支水道砂岩为主要储层，川西上三叠统、准噶尔西北缘和南缘中生代、库车中新生代等陆相前陆盆地，基本都是这种特点。在干旱气候背景下，如柴达木盆地中新生代前陆盆地，冲积扇-扇三角洲砂体局限于山前地带，湖泊内部砂体欠发育，形成薄碎屑灰岩滩储层。由于我国陆相前陆盆地前缘隆起，往往在盆地沉降过程中逐渐被掩埋，来自克拉通区的砂体通常欠发育，主要发育滩坝储集体。

二、坡折带控砂及其与岩性地层圈闭油藏形成的关系

与传统的海进—海退沉积旋回模式比较，EXXON研究人员提出的被动大陆边缘盆地层序模式，最显著的差异是多出了一个与陆架坡折相关的低位体系域。低位体系域主要发育两种类型砂体，在海平面下降至陆架坡折点之下，陆架暴露地表成为剥蚀区，大量的碎屑物质经下切谷以重力流方式直接搬运到深海平原区形成盆底浊积扇砂体。在海平面缓慢上升且未越过坡折点时，在陆坡区形成斜坡扇进积复合体，同时伴随有下切谷充填。低位体系域砂体成因模式的建立，使被动大陆边缘深水海域成为油气勘探的新领域。尤为引人注目的是墨西哥湾、南美和西非大西洋沿岸，找到了上千亿桶原油，多数是地层、岩性油气藏。

受被动大陆边缘盆地坡折带研究与勘探成果的启示，我国一些学者开展了我国陆相盆地坡折带控砂、控圈闭及其与岩性地层圈闭油藏形成的关系研究（樊太亮等，1999；林畅松等，2000；王英民等，2002，2004；冯有良等，2004）。研究结果表明，陆相盆地主要发育三种类型的坡折带，即同沉积构造坡折带、侵蚀古地貌坡折带和沉积坡折带，其中分布最广泛的是同沉积构造坡折带，包括同沉积断裂坡折带和挠曲坡折带两种次级类型。陆相盆地坡折带规模小，但对砂体发育、圈闭形成和油气成藏同样具有重要控制作用。

1. 坡折带对砂体发育的控制作用

1）坡折带造成古地形势差，决定了坡折带下部是粗碎屑物质优先堆积的场所（图2-11、图2-12、图2-13）。断裂构造坡折带是陆相断陷盆地最常见的坡折带，水系输入方向与同沉积断裂活动相配合，在断层下降盘，砂砾岩的堆积厚度一般大于上升盘，形成沿断层分布的断槽砂，这种沉积现象在渤海湾盆地古近系普遍见到（赵澄林，1992；樊太亮等，1999，2004；冯有良等，2004）。不整合面下伏地层的不均衡侵蚀作用，造成古地形差异控制了上覆地层砂体的分布，如二连盆地乌里雅斯太凹陷阿尔善组顶界不整合面，可识别出两个明显的侵蚀坡折带，并控制其上腾格尔组一段砂体与岩性油藏分布（图2-12）。陆相盆地不同类型沉积体因沉积速率差异形成的沉积坡折带，虽然规模较小，但从沉积动力学角度分析，是经常起作用的控制沉积分带性的一个重要因素，如三角洲前缘坡度超过与环境相适应的稳定堆积休止角后，发生垮塌并向前搬运形成滑塌浊积岩（图2-13）。

2）陆相盆地普遍发育多级坡折带，坡折带组合样式决定了古地形和古地貌特征，进而控制了水系流向和砂体分布。冯有良等（1999）根据东营凹陷等地区研究，提出4种断裂

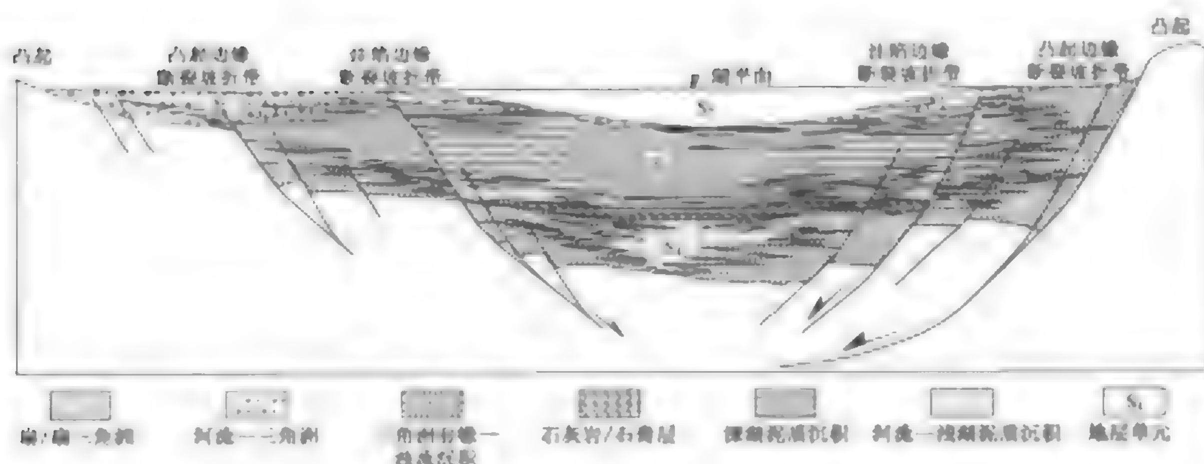


图 2－11　陆相断陷盆地断裂坡折带与控砂作用模式图
（据冯有良，2004，内部报告）

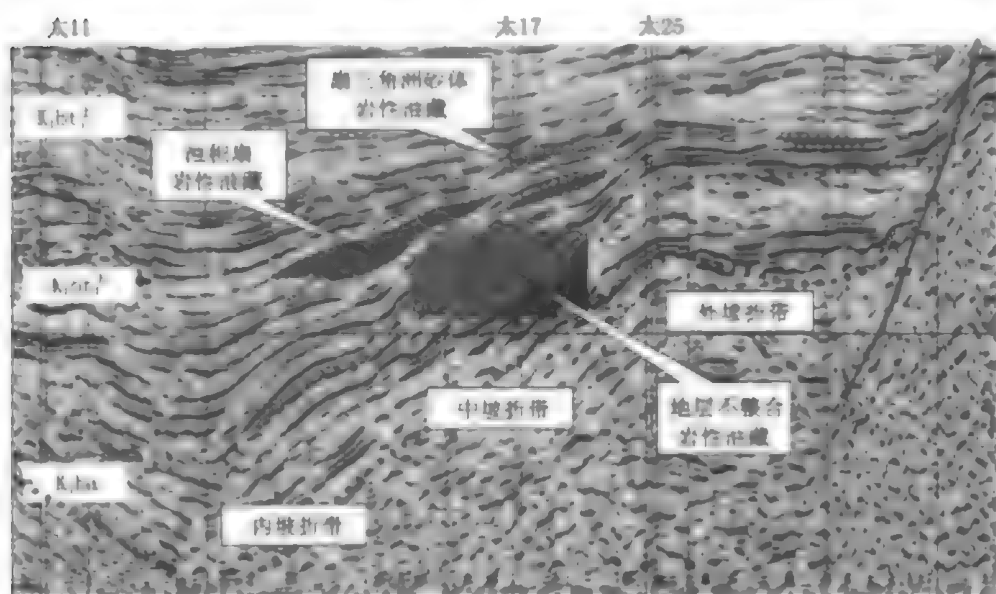


图 2－12　乌里雅斯太凹陷侵蚀古地貌坡折带控砂、控藏作用剖面图
（据杜金虎等，2004）

坡折带组合样式和控砂模式（图 2－14）。王英明（2004）通过对准噶尔盆地坡折带的系统研究，识别出 5 种坡折带组合类型，认为西北缘多个坡折带斜交组合的交会部，控制了主要水系的入湖口，形成多个并列的点物源沉积体系；盆地中部坡折带总体上呈扇状组合，来自克拉美丽山的沉积物源在扇柄处输入，进入盆地后受带状和喇叭状展布的沟梁状断裂坡折带组合控制，形成扇状撒开分布的多支流砂体。

3）构造坡折带造成的古地形、古地貌突变，规模较大时可构成从水上到浅水、从浅水到深水沉积环境分区界限，从而构成不同类型砂体分布的分界（图 2－13）。松辽盆地南部

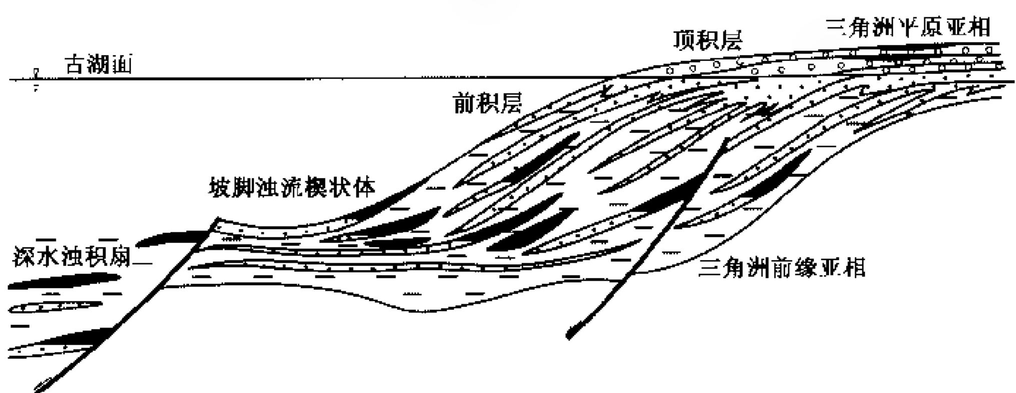


图 2－13 东营凹陷南部沙三段三角洲—滑塌浊积岩砂体沉积模式图
（据赵澄林，1992）

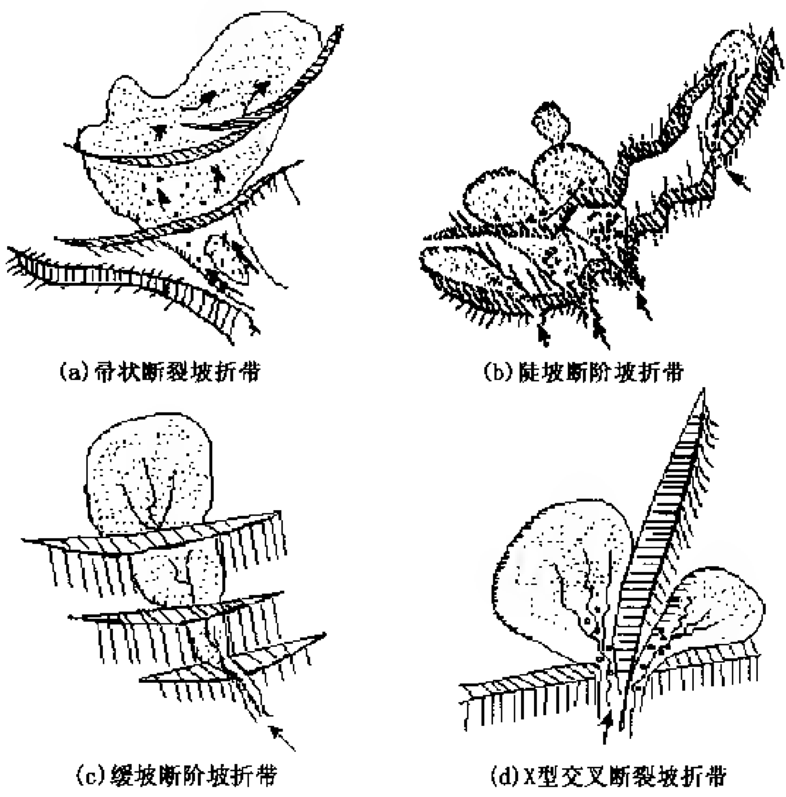


图 2－14 东营凹陷坡折带组合与砂体分布模式图
（据冯有良等，1999）

西斜坡可分为西缓坡、东陡坡两个部分，二者之间存在明显的坡度转折带，下白垩统主要勘探目的层泉头组至青山口组的湖岸线位置位于这一坡折带之下，陡坡带发育的三角洲前缘砂体，成为近年来吉林探区油气勘探的重点区带，西部缓坡带主要为冲积扇—辫状河三角洲平原分流河道沉积。

2. 坡折带对岩性地层圈闭形成和油气成藏的控制作用

1）坡折带控制碎屑物质局部堆积，具有形成岩性地层圈闭的一系列独特有利条件。①部分砂体在侧向上和上倾方向尖灭，形成岩性上倾尖灭、地层超覆圈闭（图2－12、图2－13）。②断裂坡折带因断层位移，增大了砂层上倾端被上升盘泥岩层封堵的几率，形成断层遮挡圈闭，若砂层近断层根部相变成非渗透层，则可形成砂层上倾尖灭岩性圈闭，这种情况在陆相断陷盆地陡坡带常可见到。③砂层超覆在古侵蚀坡折带上，或不整合下伏地层削蚀，其上湖侵泥岩遮挡，则可形成地层圈闭，如乌里雅斯太凹陷阿尔善组顶部的地层圈闭（图2－12）。

2）大型陆相坳陷盆地从盆地边缘向盆地中心，坡折带类型、规模、形态和坡度的变化，控制了不同类型地层岩性圈闭的形成。在准噶尔盆地西北缘地区，一般靠近盆缘构造运动较强烈，易于形成坡度较陡、延伸范围较大的坡折带，主要形成地层超覆圈闭和不整合遮挡地层圈闭。向盆地中心方向，随着构造活动的减弱，坡折带的规模逐渐减小，坡度减缓，地层圈闭逐渐减少，岩性圈闭增多（王英明，2004）。

3）陆相盆地坡折带形成往往与基底断裂活动有关，这些深断裂长期继承活动，不仅是同沉积断裂坡折带和挠曲坡折带形成的主控因素，也是沟通油气源和油气纵向运移最重要的通道。不论是东部还是西部的大型含油气盆地，已发现油气藏均主要沿主干断裂带分布，断裂通道作用是油气富集成藏的关键因素之一。

4）多级坡折带含油气性横向差异，主要与生储盖组合配置条件有关。在油源充足且盖层条件良好的情况下，高、低断阶坡折带的圈闭中都有可能形成丰富油气聚集，如辽河西部凹陷西斜坡，上台阶、下台阶均有丰富油气聚集，与西斜坡本身就具有很好的生油条件密切相关。在资源丰度总体比较低的盆地，因为上坡折带临近物源区，粗碎屑含量高，盖层条件较差，而临近主要生油洼陷的下坡折带生储盖配置较好，近几年在巴音都兰、乌里雅斯太、吉尔嘎朗图等凹陷中所发现较大规模的岩性地层油气藏，集中分布在临近主生油洼陷的内坡折带。

5）沿坡折带油气聚集具有多层含油、成带分布特点。由于构造运动的继承性，坡折带在纵向上发育也具有一定的继承性，并控制了岩性地层圈闭在纵向上含油的多层次性，这种例子不胜枚举，乌里雅斯太凹陷就是例证。平面上，沿着同一个坡折带油气藏呈串珠状展布，如辽河西部凹陷沿陡带发现了雷家、冷家堡、小洼、海外河等多个油田，它们沿台安—大洼边界断裂带呈串珠状展布。巴音都兰凹陷在巴Ⅱ构造岩性油藏取得突破后，沿同一断裂坡折带，在巴Ⅰ构造又获得重大发现，合计发现石油地质储量达5000×10^4 t以上，揭开了二连盆地近年来岩性油气藏勘探一系列重要发现的序幕。

3. 陆相盆地坡折带与陆架坡折带特征比较

陆相盆地坡折带研究，对于寻找和预测有利砂体和岩性地层圈闭有实际意义，但陆相盆地坡折带成因和控砂机理，与陆架边缘坡折带有根本不同：①被动大陆边缘以沉积型、古地貌型坡折带为主，陆相盆地则主要发育同沉积构造坡折带（樊太亮等，1999；林畅松等，2000；王英民等，2002，2004；冯有良等，2004）；②陆相盆地坡折带规模较小，比被动陆缘坡折带小一个数量级，因而陆相盆地坡折带控制的砂体规模也小得多（王英明，2004）；③在控砂机理上，陆相盆地坡折带的控砂作用，主要体现在坡折带古地形、古地貌

差异对砂体分布的影响，与过去人们认识到的“断槽控砂”作用、“构造传递带控砂”作用机理无本质区别，陆相盆地沿坡折带分布的砂体并非都属于低位体系域，坡折带对低位、湖侵、高位各体系域的砂体分布都有控制作用（图2－11、图2－12）。这与海相层序模式强调海平面下降至陆架边缘坡折带之下，引起陆架暴露、侵蚀在陆坡或深海平原形成盆底扇的成因机制有根本不同。

三、陆相层序中体系域的含油气性

据 G. R. Baum（1995）统计，世界上大部分油气田86%的储量赋存于低位体系域中，只有12%与水进体系有关，2%与高位体系域有关。陆相层序由于成因研究不足，三级层序体系域识别标志和命名混乱，体系域含油气性统计结果差异较大。为了避免歧义，下面以二级层序中体系域为分析单元，以研究程度较高的陆相坳陷盆地和陆相断陷盆地为例，分析陆相层序体系域的含油气性和岩性地层油气藏分布规律。为了便于阅读，叙述时体系域按目前流行命名，与本书倡导的体系域命名对应关系见图2－6。

1. 陆相坳陷盆地体系域含油气性

松辽盆地南部各体系域探明储量统计结果表明，水进体系域最富集油气，其次是高位体系域，低位体系域探明储量最少，分别占已探明储量的63.7%、32.1%和4.2%（表2－2）。

表2－2 松辽盆地南部分体系域探明储量统计表

二级层序	体系域（对应组、段）	探明储量（$\times10^4$t）	百分比（%）
层序2（S_2）	HST_2（嫩江组二—五段）	1498	1.5
	TST_2（姚家组二、三段＋嫩江组一段）	9147	9.2
	LST_2（姚家组一段）	4146	4.2
层序1（S_1）	HST_1（青山口组）	30430	30.6
	TST_1（泉头组三、四段）	54229	54.5
	LST_1（泉头组一、二段）	0	0
	合计	99450	100

（1）低位体系域含油气性

松辽盆地南部低位体系域油气聚集量所占比例最低（表2－2）。层序1低位体系域（LST_1）的泉头组一、二段，到目前为止勘探上未取得实质性突破。层序2低位体系域（LST_2）对应油层是姚家组一段葡萄花油层，目前共探明石油地质储量4146×10^4t，占松辽南部探明储量的4.2%。由于LST_2砂体规模小，油气藏平面分布范围不大，呈零星状分布于红岗、大安、大情字井、乾安、乾安东北、大老爷府等地区。

低位体系域油气聚集量最低，与松辽盆地南部低位体系域生储盖配置条件相对较差有关。松辽盆地低位体系域本身生油岩欠发育，油气主要来源于青一段。层序1低位体系域LST_1位于坳陷期沉积序列底部，垂向上远离生油岩层，油气供给不足。层序2低位体系域（LST_2）的姚家组一段，松辽盆地南部长春—怀德、通榆—保康三角洲体系砂体规模较小，

向盆地方向延伸不远，没有与生油岩直接接触，缺少油气沟通途径，成藏条件相对较差。此外，LST_2缺少良好的区域性盖层，油气保存条件也较差。

（2）湖侵体系域含油气性

松辽盆地南部湖侵体系域油气最为富集，TST_1（泉三、泉四段）和TST_2（姚二、姚三段）合计探明储量63376×10^4t，占整个松辽盆地南部的63.7%。TST_1（泉三、泉四段）油气藏在整个中央坳陷和西部斜坡区均有发现，但以扶新隆起带储量规模最大，以浅水三角洲为主要储油砂体。TST_2（姚二、姚三段）由于砂体规模较小，油气藏分布范围较小，主要分布于盆地西部的白城、英台、海坨子、红岗、大安北、四方坨子等地区，油气藏分布范围受西部辫状河三角洲沉积体系控制。

松辽盆地南部湖侵体系域能够形成丰富的油气聚集，与该体系域生储盖条件配置良好有关。湖侵早期形成分布广泛的浅水三角洲砂体，砂岩的分选好、磨圆较高，泥质含量比较低，有利于形成孔渗良好的优质砂岩储层。湖侵体系域晚期形成分布面积最大的湖侵泥岩，既为富含有机质的生油岩，又是分布最稳定的区域盖层。

（3）高位体系域含油气性

高位体系域探明储量31928×10^4t，占松辽南部总探明储量的32.1%，含油气性居第二位。层序1高位体系域（HST_1）大体相当于青山口组（高台子油层），发育广泛分布的进积型三角洲砂体。与松辽盆地北部比较，南部青山口组砂体分布面积较小，局限在盆地西部和南部边缘，总体上油气储集条件不如北部。但由于该体系域下部发育厚度较大的生油岩，生成的油气向上运移可以为高位体系域提供烃源，同时青山口组内部发育多个三级层序湖侵泥岩层，在松辽盆地南部分布稳定，可作为良好的区域盖层，因此青山口组生油条件和保存条件都比较好。近年来，在大情字井、英台—四方坨子地区发现大规模高台子油层的油气聚集，累计探明储量所占比例呈上升趋势。

鄂尔多斯盆地油气藏在体系域中的分布规律与松辽盆地十分相似，都是以湖侵和高位体系域为主，低位体系域需要下伏层序有良好油源时，才能形成规模油气聚集。鄂尔多斯盆地中生界近年来岩性地层油气藏勘探成果显著，发现了安塞、靖安、西峰等多个亿吨级岩性大油田，已发现的油气藏也主要赋存在上三叠统水进体系域和高位体系域（图2－11）。上三叠统北部三角洲前缘发现的安塞、靖安等油田，以湖侵体系域的长6段为主力油层，而南部三角洲体系发现的西峰油田则以高位体系域长8段为主力油层，上三叠统低位体系域没有重要发现。

2. 陆相断陷盆地体系域含油气性

陆相断陷盆地通常经历3～4幕裂陷作用，纵向上各种类型体系域都可能形成丰富油气聚集（图2－15），其中水进体系域早期和高位体系域早期形成的三角洲、扇三角洲广泛发育，是断陷盆地最重要的含油气层位，在渤海湾盆地和二连盆地都是如此。低位体系域含油气性最差，如渤海湾盆地孔三段、沙四段中下部都是形成于低位期，在各凹陷都不是重要的含油气层位。高位体系域晚期发育曲流河—泛滥平原沉积体系，只发现小型油田，如渤海湾盆地东营组一段没有发现大型油气聚集。从岩性地层油气藏成藏条件看，大型断陷盆地湖侵体系域最有利于成藏，小型断陷盆地则以高位体系域含油气为主。

大型断陷盆地湖侵体系域具有形成岩性地层油气藏一系列独特的有利条件。在湖侵早

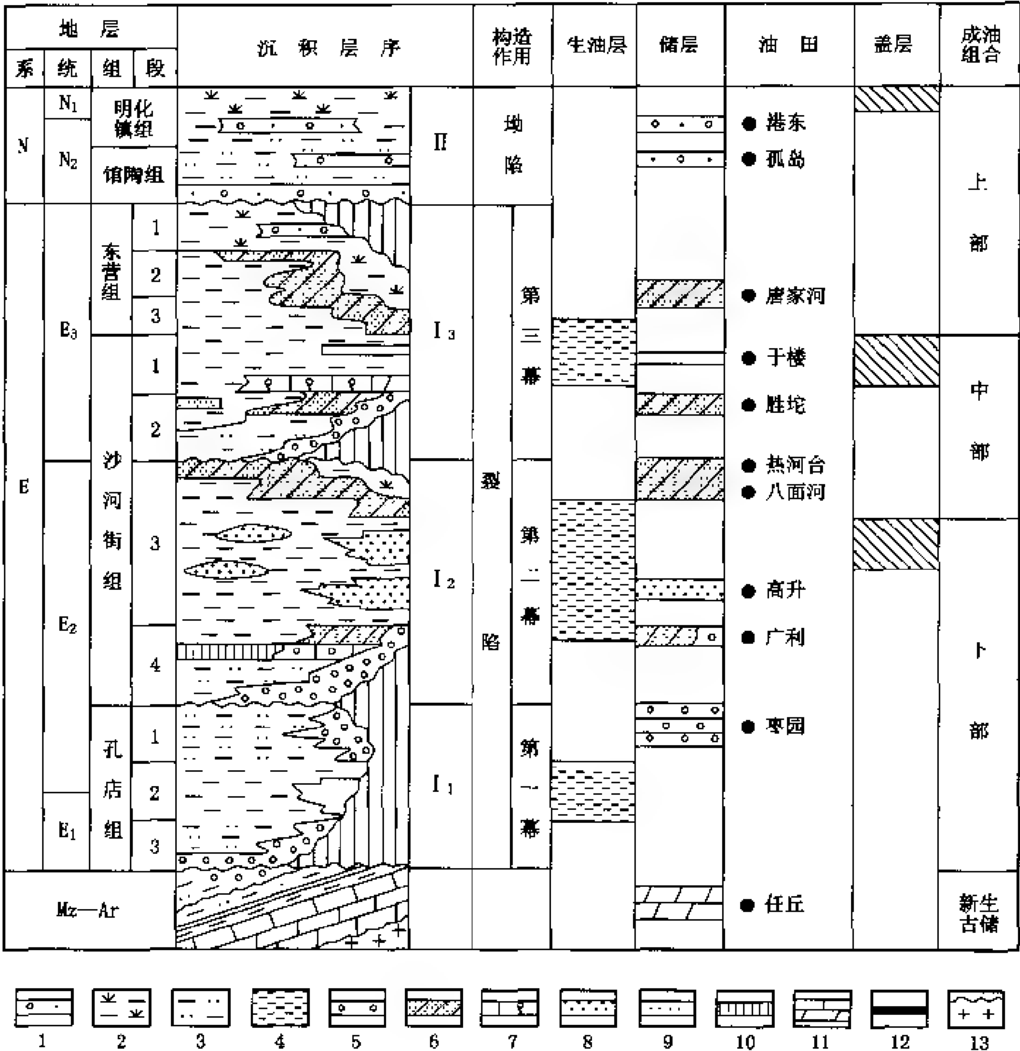


图2－15　渤海湾盆地二级层序划分与生储盖组合综合图

1—河道砂岩；2—泛滥平原/三角洲平原；3—冲积平原；4—湖相泥岩；5—冲积扇；6—三角洲前缘；7—砾屑灰岩滩；8—浊积扇；9—砂岩滩坝；10—蒸发岩；11—海相白云岩/灰岩；12—煤层；13—变质岩

期阶段，主要发育浅水扇三角洲、三角洲、滩坝砂体，沿斜坡逐步超覆，其上有分布范围逐渐扩大的湖侵泥岩覆盖，有利于形成地层超覆圈闭油气藏。在水进晚期阶段，因断陷盆地沉积古地形坡度较大，碎屑物质可以直接进入湖盆中心，形成浊积扇砂岩透镜体，包裹于深水泥岩中，有利于形成岩性油藏。近年来，在辽河西部凹陷、饶阳凹陷、东营凹陷、大民屯和歧口凹陷等许多地区发现了大量的岩性地层油气藏，主要含油气层位是形成于水进期晚期的沙三段中下部和水进早期沉积的沙四上及沙二上亚段。

高位体系域是陆相断陷盆地砂体最发育的阶段，主要发育进积型三角洲或扇三角洲砂体，是渤海湾盆地许多地区大型构造油田的主要储油砂体，岩性地层油气藏富集程度仅次于水进体系域，居第二位。与海相层序高位体系域不利于油气成藏不同，陆相层序高位体

系域也可以形成大量岩性地层圈闭油气藏，这与陆相断陷盆地三个特殊的地质条件有关：一是陆相断陷盆地砂体规模小、纵向和横向上相变快，提供了形成岩性圈闭的基础条件，如三角洲前缘堆积的砂体，也可以形成砂层上倾尖灭圈闭（图 2－13）；二是陆相断陷盆地的地形坡度大，在高位体系域早期洼陷中心水体较深，可以形成滑塌浊积岩，有利于形成岩性圈闭油藏（图 2－13）；三是陆相盆地构造升降运动频繁，已沉积的地层抬升至地表之上遭受侵蚀，在高位体系域可以形成不整合遮挡地层圈闭。如辽河西部凹陷西斜坡在古近系底界形成削蚀不整合，形成了沿不整合面分布的大型沥青遮挡地层圈闭稠油油藏。在一些小型断陷盆地中，甚至可能以高位体系域含油为主。如二连盆地巴音都兰、乌里雅斯太、吉尔嘎朗图、赛汉塔拉等凹陷近年来发现的岩性地层油藏，均以高位体系域的扇三角洲、湖底扇为主要储油砂体（杜金虎等，2004）。乌里雅斯太凹陷发现的岩性地层油藏主要聚集在腾一段层序的高位体系域中，其次是阿尔善组层序顶部的高位体系域阿四段中，湖侵和低位体系域没有重要发现（图 2－12）。

通过上述两种类型盆地的实例分析，可以看出陆相层序各体系域中，岩性地层油气藏形成有利条件依次为：湖侵体系域含油气性居第一位，高位体系域居第二位，低位体系域居第三位，与国外海相层序中体系域的含油气特点截然不同。一些学者通过东营凹陷等地区研究，得出陆相层序体系域含油气性与海相层序类似的认识，认为也是以低位体系域含油为主，这涉及到陆相层序低位体系域成因与识别依据。从成因角度分析，陆相盆地构造抬升形成不整合面，意味着盆地一期沉降、沉积作用的结束，侵蚀产物将搬运到该盆地以外的地区沉积，陆相盆地可能缺少类似于海相层序中那种成因机制的“盆底扇”或“低位扇”。陆相盆地再次沉降初期，在侵蚀沟中的充填物，应该为陆上河道充填或浅水沉积，如鄂尔多斯盆地延安组底部河道充填沉积（图 2－7）。

四、陆相岩性地层油气藏分布特点

与构造圈闭油气藏比较，岩性地层圈闭油气藏的地球物理识别难度较大，但从成藏基本条件看，二者均受一定沉积、构造条件控制，都有一定规律可寻。我国陆相盆地具有形成岩性地层油气藏的有利条件。一是，在各种陆相盆地沉降过程中，普遍经历多次抬升侵蚀作用，不整合、沉积间断多，有利于形成地层圈闭油气藏；二是，地层横向沉积相变快，单一砂体规模一般都比较小，有利于形成数量众多的岩性圈闭油藏；三是，盆地普遍经历多期沉积演化，往往发育多套层序和生储盖组合，有利于形成多套含油气层系。

1. 陆相盆地岩性地层油气藏平面分布特点差异较大

任何一种类型油气藏形成都需要有良好的聚油构造背景，否则难以使原本分散的油气聚集形成有工业价值的油气藏，岩性地层油气藏也不例外。不同类型陆相盆地地质结构的巨大差异，决定了岩性地层油气藏在平面上分布差异较大。

陆相坳陷盆地一般面积较大，沉积古地形较平缓，有利于形成大面积分布的岩性地层油藏。松辽盆地“八五”和“九五”期间，在三肇凹陷发现朝阳沟、榆树林、头台、肇州、永乐等多个亿吨级岩性地层大油田，近几年新发现葡西、新肇、卫星、英台东、敖南、英台—四方坨子、大情字井等岩性地层油田，主要分布在盆地边缘斜坡区、盆地内部大型隆起翼部，以鼻状构造为主要聚油背景。鄂尔多斯盆地岩性地层油气藏分布面积很大，孔隙

度和渗透率普遍较低，但在低幅背斜、鼻状构造、古地貌微凸起与有利沉积相带相叠合区，是形成次生溶蚀孔洞—裂缝发育带的有利地区，进而控制了相对高孔高渗、较高丰度岩性地层油气藏的分布。

陆相断陷盆地断裂发育、断块破碎，岩性地层油气藏普遍以断裂活动相关的鼻状构造为聚油背景。陡坡带在两条分支断裂的衔接处（即传递断裂带附近）常形成鼻状构造，同时断层上升盘在传递带附近的地势相对较低，是陡坡带短轴水系入湖的主要部位，常形成扇三角洲、浊积扇等有利储油砂体，二者有机配合控制了陡坡带主要岩性地层油气藏分布。如辽河西部凹陷边界台安—大洼断裂带新生代时期的伸展走滑作用，在陡坡带分支断裂衔接处形成了雷家、冷家堡、小洼、海外河四个鼻状构造，均已发现大中型油田。渤海湾盆地和二连盆地许多凹陷的缓坡带形成一系列等间距分布、雁行排列的鼻状构造，这些鼻状构造夹持于两个次级生油洼陷之间，有利于油气富集，既可形成构造圈闭油气藏，也可形成岩性地层圈闭油藏。如辽河西部凹陷西斜坡，在高升、曙光和欢喜岭三个断裂复杂化的大型鼻状构造发现三个亿吨级大油田，探明储量占全凹陷的80%，不仅发育各种断块、滚动背斜等构造油气藏，也发现数量众多砂层上倾尖灭、地层超覆、不整合遮挡等类型的岩性地层油气藏。二连盆地近年来发现的岩性油藏主要分布在主生油洼陷带边缘的鼻状构造上。

我国前陆盆地勘探程度较低，目前山前带以逆冲断裂相关的背斜构造为主要勘探对象。前缘隆起斜坡区水进水退频繁，有利于沿不整合上下形成各种地层圈闭，是前陆盆地岩性地层油气藏勘探的主要目标。如准噶尔盆地腹部隆起围斜部分在石南、北三台等油田发现许多地层上倾尖灭油气藏、地层超覆油气藏、不整合遮挡油气藏等。库车前陆盆地南坡却勒—羊塔克古近系和新近系砂层上倾尖灭油藏，有利勘探面积300km²，预测圈闭资源5000×10^4t。塔西南前陆盆地，在麦盖提斜坡石炭系礁滩灰岩中，已探明油329×10^4t，气7.9×10^8m³，新发现圈闭23个，面积1650km²，圈闭资源7.95×10^8～10.6×10^8t。川北前陆坳陷的前缘隆起区斜坡发现有大面积分布的侏罗系鲕滩沉积，是近期岩性地层油气藏勘探的有利目标。此外，川西、鄂西等前陆盆地的前缘隆起斜坡区地层超覆带，也是今后岩性地层油气藏勘探的有利地区。

2. 陆相岩性地层油气藏纵向分布具有“三面”控藏的共性特点

岩性、岩相变化或纵向沉积连续性中断是岩性地层圈闭形成的基本条件，生储盖组合和油源通道条件则是圈闭中形成油气聚集的两个重要控制因素，这些成藏基本条件决定了不同类型盆地岩性地层油气藏分布具有一些共性特点，主要的岩性地层油气藏受三个面控制，即主要受最大湖侵面、不整合面、断面控制（图2-16）。

（1）湖侵面控制主要岩性油气藏分布

岩性圈闭边界条件比背斜构造多，需要有质量更高的封盖层和围斜封堵条件，陆相岩性油藏纵向分布受湖侵泥岩段控制。被动大陆边缘盆地海侵体系域泥岩分布广泛，是主要生油岩发育时期，储层往往欠发育，陆相盆地层序组成特点与之不同。陆相盆地由于近物源、沉积地形起伏较大，一般仅主要成湖期的湖侵体系域晚期泥岩集中发育、分布广泛，砂岩含量一般比较低，是主要生油岩发育时期，也是全盆地可对比的稳定区域盖层。湖侵体系域早期和高位体系域早期，广泛沉积三角洲、扇三角洲、浊积扇等砂体，分布稳定、

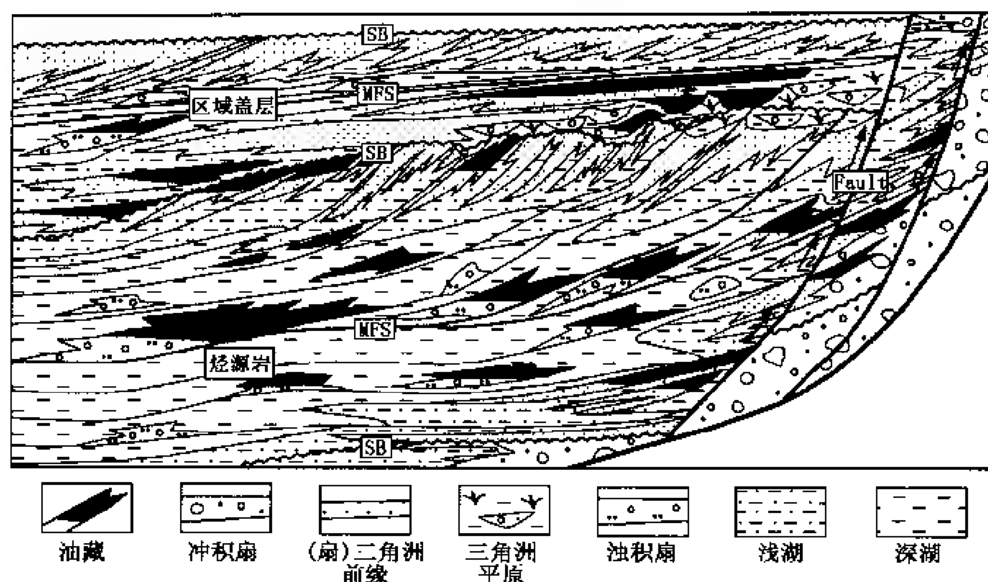


图 2-16　陆相盆地岩性地层油气藏“三面”控藏模式图

“三面控藏”作用：Fault—断层面，控制油气纵向运移、砂体发育、断层上下盘相变遮挡等；MFS—最大洪泛面，上下发育各种岩性油气藏，两个主要 MFS 之间为主力油层；SB—不整合面（层序边界），发育地层超覆油气藏、不整合遮挡油气藏、侵蚀谷边充填性油气藏

储层物性较好。这些砂体围绕最大湖侵面上下分布，或与生油岩指状接触，或包裹于生油岩之中，有利于优先捕获油气，形成岩性油气藏。4 级层序湖侵泥岩分布范围相对较小，一般构成局部区带油气藏形成的局部盖层。

我国东部和中部油区近年来发现的非构造油藏，主要为与主要成湖期生油岩直接接触的近源型岩性油藏。渤海湾盆地沙四上亚段—沙三段中下部，既是该盆地的主力生油岩层段，也是岩性油藏发育最集中的层段，近年来各凹陷发现的岩性油气藏主要分布于这一层段中。鄂尔多斯盆地长 7 段为中生界最大湖侵期沉积的主力生油岩，已发现的岩性油气藏主要分布在其上下的长 6 段和长 8 段中（图 2-7）。二连盆地近几年勘探实践说明，在油气资源丰度较低的小型断陷中，只有最大湖侵面附近、与生油岩直接接触的砂体，才可能形成岩性油藏。

在东部和中部继承性沉降的中新生代盆地中，不论是构造油气藏还是岩性地层油气藏，均主要分布在两个最大湖侵面之间的地层中，下一个最大湖侵面附近为主力生油岩发育层段，上一个最大湖侵面附近为最重要的区域盖层（图 2-7、图 2-16）。例如，松辽盆地两个最大湖侵面位于青一段内部和嫩二段底界，这两个最大湖侵面之间“中部组合”占已探明石油储量的 92.9%。渤海湾盆地各凹陷生储盖组合有一定差异，但从全盆地角度看，沙三段最大湖侵期沉积泥岩，是该盆地的第一主力生油岩，沙一段最大湖侵泥岩段则为全盆地分布最稳定的区域盖层，二者之间的地层是渤海湾盆地的主力含油气层段（池英柳等，2000）。

西部塔里木、准噶尔等盆地，中新生界所发现的远源油气藏，同样明显受最大湖侵附近的泥岩盖层控制。准噶尔盆地最重要的生油岩是二叠系，油源断层沟通和区域盖层遮挡，

是中生界形成油气聚集的两个关键因素。中生界纵向沉积序列中，三叠系、侏罗系、白垩系内部有三套分布稳定区域盖层，这些区域盖层是阻止油气纵向运移并聚集在其下伏地层中的关键因素。

（2）区域不整合面控制地层油气藏分布

构造活动多旋回性和构造旋回的多级次性，造成陆相地层普遍存在多个不整合或沉积间断，有利于形成沿不整合面上下分布的地层圈闭。如果这些圈闭与生油岩之间存在断层或不整合面等油气运移通道系统沟通，就可以形成地层超覆或不整合遮挡地层油气藏。沿各级不整合面都可能形成地层油气藏，但只有1级或2级层序边界的不整合面具有区域意义，3级或更小级别层序单元的边界不整合只有局部控藏作用。

渤海湾盆地已发现的大型地层油气藏，主要沿古近系1级层序的底界和顶界两个区域不整合面分布，如饶阳凹陷的任丘油田、大民屯的静安堡油田、东营凹陷的单家寺油田、辽河西部坳陷的欢喜岭油田等。而古近系内部沙三段和沙二段之间的2级层序边界不整合面，有一些地层油藏沿这一不整合面分布，如歧口凹陷的王徐庄油田。

陆相坳陷盆地构造运动主要表现为整体升降，盆地主体部分往往缺少角度不整合，以大面积岩性油藏发育为特色，地层油藏一般主要分布在盆地边缘斜坡区。如松辽盆地、鄂尔多斯盆地，迄今所发现的非构造类油藏主要为岩性油藏。准噶尔盆地是一个多种成盆机制接替起作用的大型叠合盆地，与松辽、鄂尔多斯等的坳陷期沉积为主的中生界盆地不同，在西北缘坳陷期沉积地层超覆和侵蚀作用明显，在盆地勘探早期就发现一些重要的地层超覆油藏，近几年勘探又发现许多不整合遮挡油藏。

经典的前陆盆地，在近克拉通一侧的斜坡区是形成大型地层油气藏的有利区带。我国的前陆盆地情况有点特殊，近克拉通前缘隆起不是主要物源区，缺少大型、稳定的储层发育，沉积相横向变化大，一般相变遮挡起更重要的控藏作用，沿斜坡地层超覆带发现的非构造油气藏，多为岩性油气藏。

（3）断层面主要控制油气运聚

断层面对岩性地层油气藏形成和分布的作用，除了是砂体分布的重要控制因素外，还是油气运移和圈闭分布的重要控制因素。①断面是许多陆相盆地油气纵向运移的主干通道，非生油岩层系油气藏形成，多数是因为油源断层的沟通。在渤海湾盆地东营组、准噶尔盆地侏罗系及白垩系中发现油气藏的地区，一般都存在纵向油源断层，否则有圈闭也大多没有油气聚集。②前陆盆地冲断裂带活动引起下盘地层逆断层倾向褶曲，是准噶尔盆地玛湖凹陷西坡中生界形成大量地层油气藏和砂层上倾尖灭油气藏的基本条件。③在断距较大时，可以造成断层两盘岩性岩相的突变，形成相变遮挡岩性油气藏，如辽河西部凹陷陡带的雷家油田等，断层下降盘的扇三角洲或浊积扇砂体的上倾端，被断层上升盘的非渗透冲积扇沉积岩封堵，形成岩性油藏。④陆相断陷盆地凹陷边界断裂带两条分支断裂的衔接处，常形成鼻状构造，可形成依附在地层超覆在鼻状构造上的地层超覆或砂层上倾尖灭油气藏，如赛汉塔拉凹陷赛66井油藏，巴音都兰凹陷巴Ⅰ号、巴Ⅱ号构造的岩性油藏。

第三节　层序地层学在油气勘探开发中的应用

华北油田二连盆地和冀东油田南堡凹陷，近几年大力开展层序地层学工业化应用研究，

极大地推动了岩性地层油气藏的勘探发展，使老油区的探明储量和产量稳定增长，为我国陆上岩性地层油气藏勘探提供了成功范例。二连盆地和南堡凹陷勘探实践说明，我国过去几十年油气勘探主要针对不同类型的构造油气藏，勘探程度高往往指构造油藏的勘探程度较高，不论是勘探程度较高的富油凹陷，还是勘探程度较低的丰度较低凹陷，都有可能发现整装的岩性地层油气田，是油气增储上产的重要勘探新领域。

一、层序地层学在二连盆地岩性油气藏勘探中的应用[1]

二连盆地地处内蒙古中部，是在海西期地槽褶皱基底上发育起来的中生代断陷盆地群，共有53个凹陷，总面积$10\times10^4km^2$（杜金虎等，2004）。1955年开始进行区域勘探，1981年在阿南凹陷阿2井实现了战略突破，1990年建成百万吨产能，1995年产量125×10^4t，达到最高峰。但是，随着构造油藏勘探程度的提高，有利构造圈闭基本上都已钻探。1995年之后，每年新增探明储量和年产油量逐步下滑，2000年仅探明石油地质储量755×10^4t，年产油量下降至90×10^4t。在这种困难背景下，华北油田积极转变勘探思路，近几年以岩性地层油藏勘探为重点，在巴音都兰凹陷、乌里雅斯太凹陷发现了两个三级储量超过5000×10^4t规模的岩性地层油田，在吉尔嘎朗图、赛汉塔拉等凹陷也获得岩性地层油藏勘探的重要突破，并建立了岩性地层油藏勘探技术和方法（杜金虎等，2004）。

1. 巴音都兰凹陷

巴音都兰凹陷是二连盆地最早进行石油勘探的凹陷。1978年投入钻探，至2000年底的二十余年间，共钻井37口，仅5口井获工业油流，上交控制储量278×10^4t，一直未取得实质性突破。2000年以来，以岩性、构造油藏并重，加大岩性油藏勘探力度，通过应用层序地层学研究方法和ISIS、STRATA等储层预测技术以及多元油气预测方法，取得了岩性地层油藏勘探的重大突破。至2004年底，新发现三级石油地质储量5000×10^4t以上，建产能25×10^4t，为二连盆地稳产做出了重要贡献。

（1）区域层序地层学研究筛选有利目标区

根据沉积演化、岩电组合和地震反射结构等方面特征的综合分析，将巴音都兰凹陷下白垩统超层序（SS_2）自下而上可划分为四个二级层序（S_A—S_D），分别对应于阿尔善组（S_A）、腾一段（S_B）、腾二段（S_C）及赛汉组（S_D）（图2－17、图2－18）。其中，阿尔善组和腾一段两套层序进一步划分为低位、湖侵和高位三个体系域。阿四段下部和腾一段下部两个湖侵体系域泥岩发育，既是本区的主要生油岩，也是有利的区域盖层。按一般的成藏规律分析，认为上述两个湖侵体系域之间的阿四段上部（层序A的高位体系域）是主要勘探目的层。为此，对阿四段上部高位体系域的有利勘探目标进行了深入分析。

地震相分析表明，阿四段高位体系域纵向上发育多个透镜体形态的地震异常体，以巴9井区最为典型（图2－19）。在地震反射剖面上，主测线为具斜交前积结构的楔状相，联络线上垂直于辫状水道的方向可见较清晰的透镜状相，其透镜体的核心部位呈断续、波状反射特征，向两端连续性变好，较好地反映了扇三角洲相砂体的横向变化趋势（图2－19）。

[1] 杜金虎等，华北油田岩性地层油藏勘探思路、勘探方法与实践，中油股份公司岩性地层油气藏形成理论培训教材，2004。

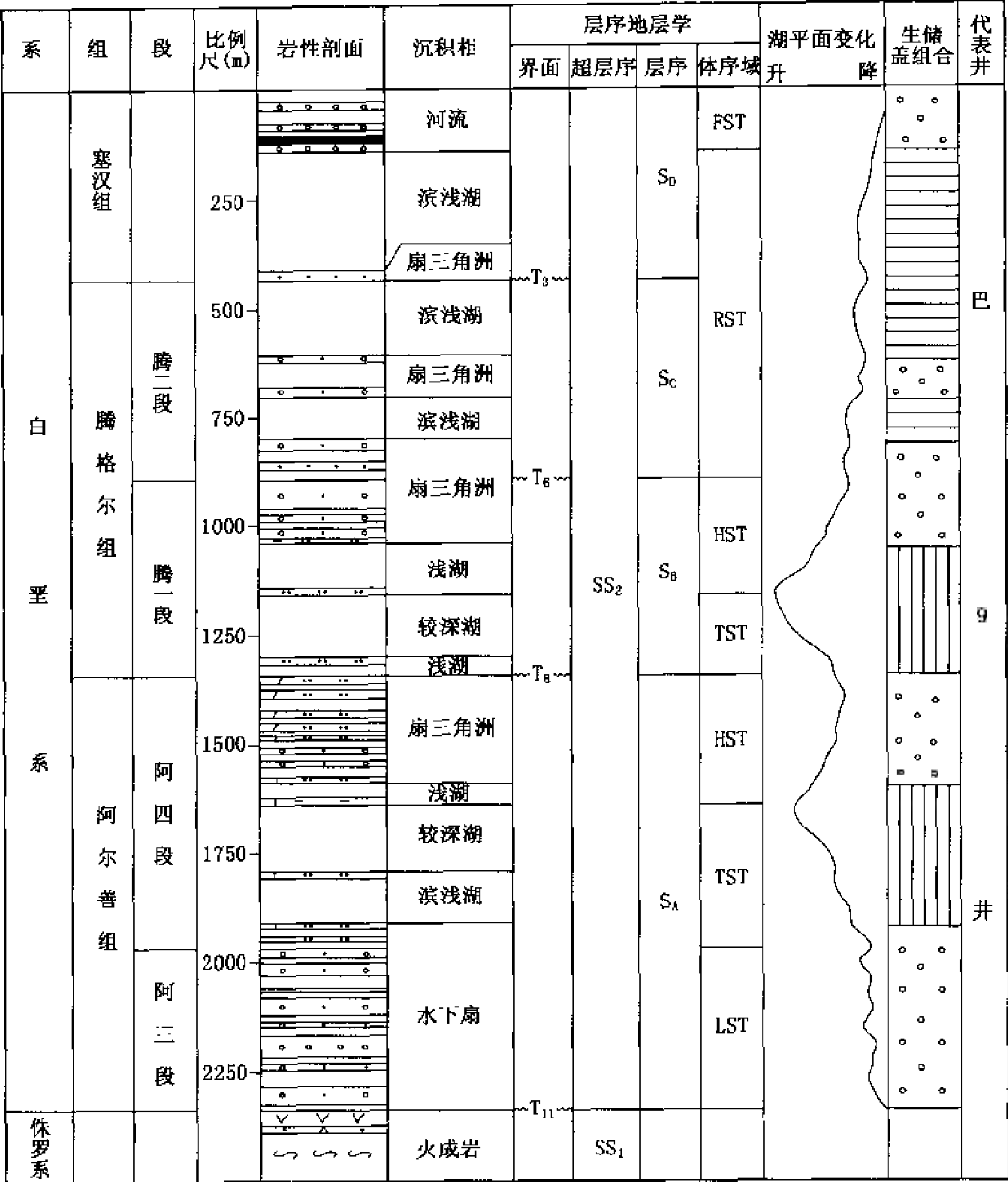


图 2-17　巴音都兰凹陷层序划分与沉积演化综合图

平面上，对这些地震异常体的波阻抗属性进行分析，表明存在南、北两大阻抗值高值区，为有利砂体发育层段。

根据钻井资料沉积相分析结果的标定，确认阿四段上部的高位体系域砂体类型主要为扇三角洲砂体（图 2-20）。综合钻井沉积相、地震相和地震属性等多方面资料分析，分油组编制了巴音都兰凹陷南洼的沉积相图，发现区内扇三角洲砂体分布较广泛，主要沿东侧边界断层走向分布，形成多期叠加的扇体群（图 2-21）。部分地区因剥蚀造成相序残缺不

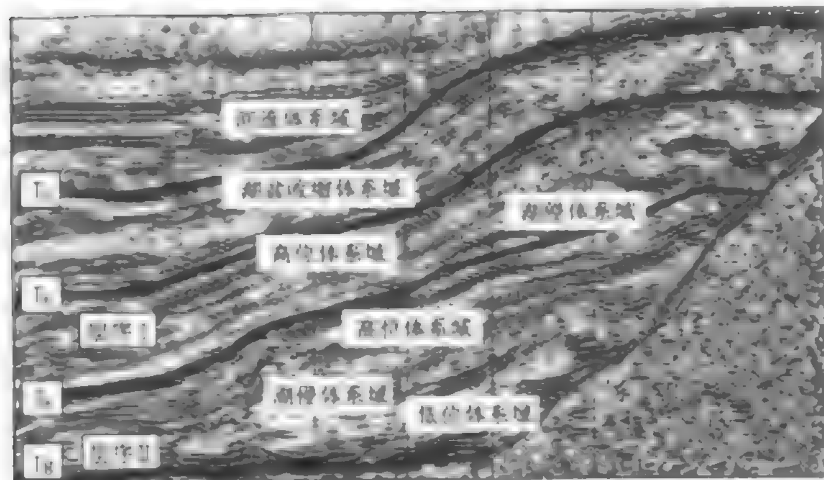


图2-18 巴音都兰凹陷南洼过巴9井—巴2井地震层序划分剖面图

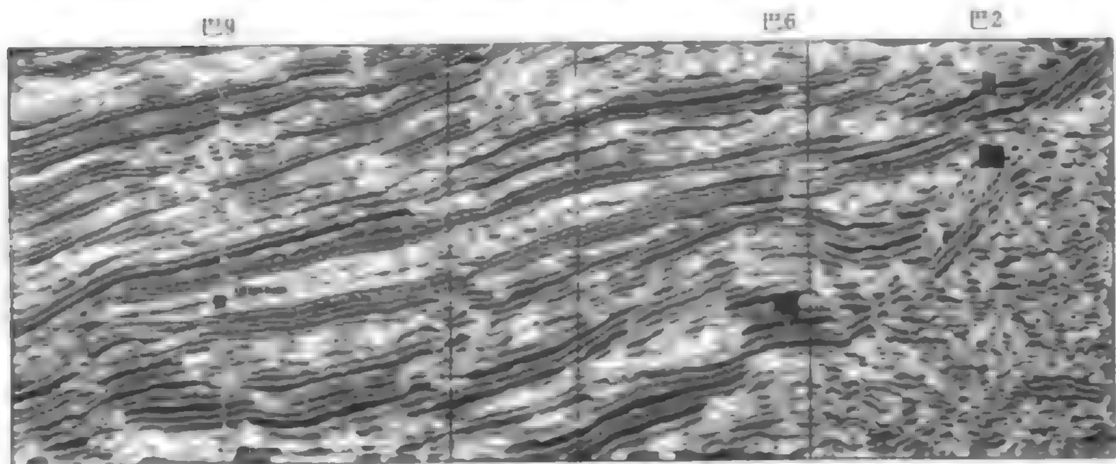


图2-19 巴9井—巴6井联井地震剖面阿四段上部砂体地震相特征

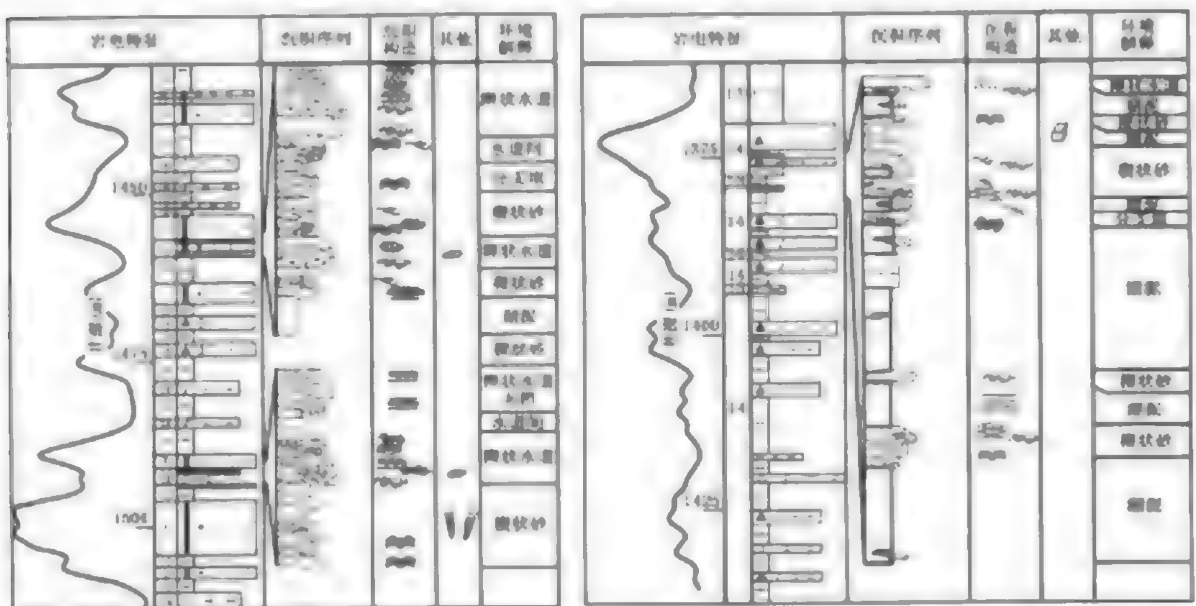
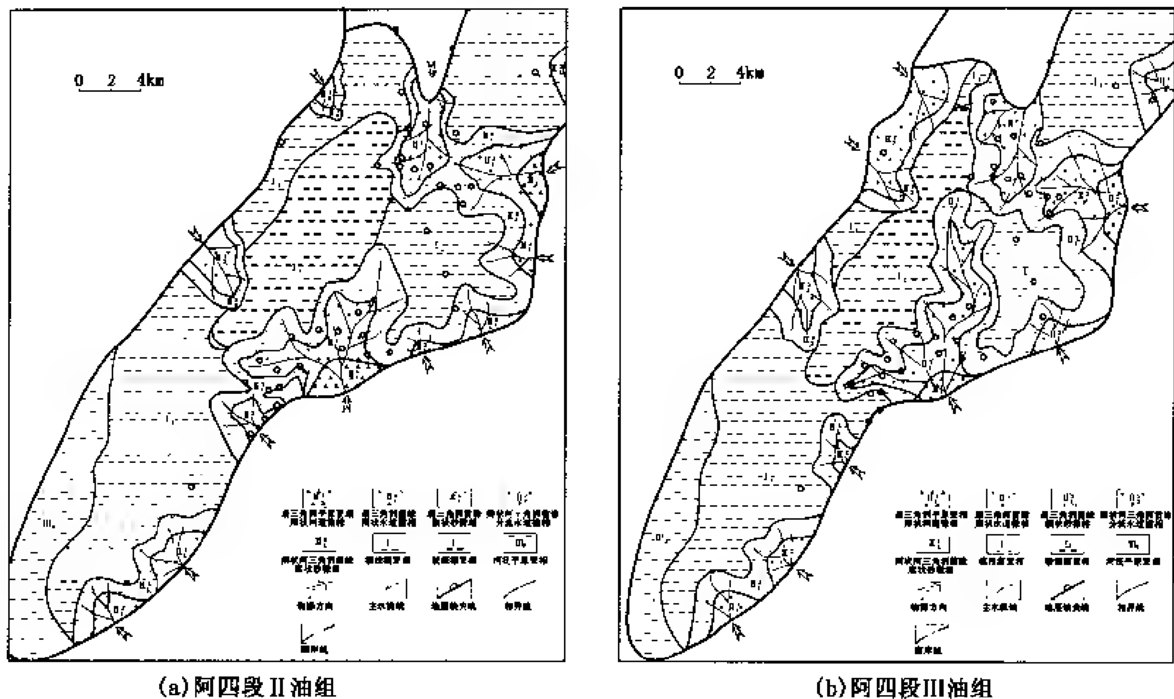


图2-20 阿四段上部高位体系域单井沉积相分析图



(a)阿四段Ⅱ油组　　(b)阿四段Ⅲ油组

图 2-21　巴音都兰凹陷南洼阿四段上部高位体系域沉积相图

全，但洼陷内部扇三角洲前缘保存完好。扇三角洲前缘水下辫状河道频繁摆动、冲刷剧烈，河口坝沉积不易形成和保存，因此，以前缘辫状水道砂砾岩构成其主要砂体骨架，砂体前端和侧翼辫状水道逐渐减少直至消失，以前缘薄层楔状砂的形式逐渐尖灭于湖相泥岩中。沉积古地理环境恢复表明，阿四段时期陡坡为平台型古地貌形态，南北发育了巴Ⅱ、巴Ⅰ号两大高位体系域扇三角洲沉积体系。在相对平缓的地形下，两大沉积体系横向延伸较远，辫状水道十分发育。巴音都兰凹陷阿四段扇三角洲沉积以细砂岩为主，厚度在 100m 左右。砂岩处于晚成岩 A 期，溶蚀作用强烈，孔隙的纵向演化则表明阿四段处于次生孔隙发育带，储集条件良好。

通过构造、沉积储层等多种控油因素研究，认为巴音都兰凹陷陡带鼻状或反转背斜构造与扇三角洲前缘带有利储集体叠合，是有利的成藏目标区。特别是阿四段高位体系域进积型扇三角洲沉积于构造的翼部，其前缘砂体夹于湖相暗色泥岩之间，在正向构造的中低部位形成上倾尖灭岩性圈闭。据此，将凹陷陡带巴Ⅱ号、巴Ⅰ号、包楞三个正向构造的翼部锁定为岩性油藏的有利勘探靶区。

（2）岩性油藏目标精细评价勘探

巴Ⅱ号构造位于南洼槽南部，为一受巴Ⅱ号断层控制的大型反转鼻状构造。截至 2000 年底，在该构造完钻探井 5 口（巴 2、巴 6、巴 16、巴 7、巴 9），其中，低产井 2 口。表明该构造具备油气成藏条件，但油气富集规律不清，主要问题表现在两个方面。其一，构造高部位储层物性差，仅获低产。其二是构造翼部的高部位和低部位均为油水同层，油水关系不清。针对上述问题，开展了下面几个方面有针对性的技术攻关，钻探获得了突破。

1）重新处理地震资料，提高剖面品质。1993 年在巴音都兰凹陷南洼槽陡带采集了

204km²的三维地震，但是，资料品质较差，分辨率低、连续性不好。2000年在勘探潜力研究的基础上，对三维资料进行了重新处理，资料品质有了大幅度的提高，为深化研究、发现和落实岩性体奠定了良好的资料基础。

2）老井重新复查，构建岩性油藏成藏模型。老井复查发现，巴9井和巴6井同处于鼻状构造翼部，中间没有断层分割，但阿四段高、低部位均为油水同出，油水关系存在矛盾。通过精细的层位标定，进行砂体的追踪，证实巴9井含油砂体向上倾方向明显尖灭，与巴6井含油砂体不是同一个砂体（图2－19）。

3）构建巴9井岩性油藏成藏模型。通过综合地质研究，重新构建了巴Ⅱ号岩性油藏成藏模式（图2－22）。目的层为阿尔善组阿四段Ⅱ砂组，该砂组从巴9井向巴6井逐渐上倾尖灭，据此将巴9井区的扇三角洲砂体锁定为巴音都兰凹陷隐蔽油藏勘探的突破口。

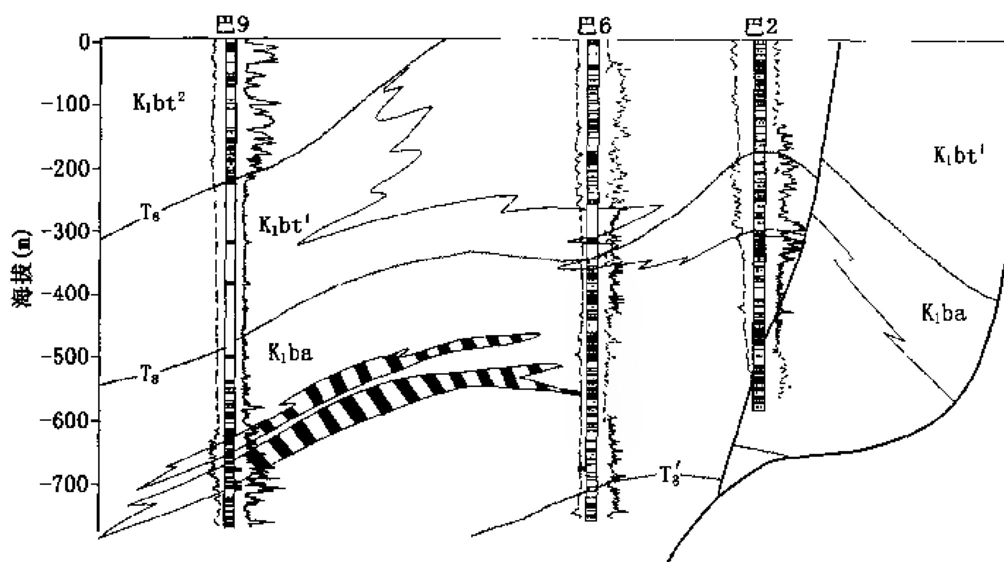


图2－22 巴Ⅱ号构造巴9井油藏模式图

4）储层预测，精细落实圈闭。利用STRATA、ISIS等储层预测软件对该扇三角洲砂体进行了研究，清晰地刻画了砂体横向上呈透镜状，平面上为扇型的空间展布特征，通过地震属性分析，预测了砂体的平面分布范围，初步圈定岩性圈闭面积为12km²。

5）选准突破目标，大胆实施预探。综合沉积、储层预测和油藏特征研究结果，按照"最大相似性"原则，在巴9井高部位地震相特征和巴9井类似的位置，率先部署钻探了巴19井。巴19井钻探结果与预测相吻合，在100m的井段内，发现油层11层25m，差油层2层1.8m，经试油，获日产油24.7～32.7m³的高产工业油流。由此证实巴19构造—岩性油藏的存在，实现了巴音都兰凹陷油气勘探历史性的突破，从此拉开了巴音都兰凹陷乃至整个二连盆地岩性地层油藏勘探的序幕。

6）滚动预测、滚动钻探、高效探明巴19油藏。在巴19井获得突破后，滚动式开展了第二轮储层预测，在此基础上优选并钻探了巴21井、巴18井、巴20井、巴22井，均获得成功。从而在较短的时间内，整体探明了巴19岩性油藏，当年探明含油面积8.2km²，

探明石油地质储量 1241×10^4t，当年建成产能 1.89×10^4t，发现了宝力格油田，实现了该凹陷油气勘探的重大突破。

2. 二连盆地岩性地层油气藏勘探技术

与构造油藏勘探比较，岩性地层油藏识别的难度较大，主要有三个难点：一是，岩性地层圈闭识别、发现、落实、评价难度大；二是，岩性地层圈闭岩性、物性、含油性的钻前预测难度大；三是，岩性地层油藏成藏条件钻前预测的可靠性程度较低。在借鉴其他地区成功经验的同时，需要根据本地区的地质特点和资料条件，不断发展新的勘探思路、勘探技术与勘探方法。华北油田根据二连盆地和冀中坳陷岩性地层油气藏勘探实践，逐步探索形成了一套比较成熟的岩性地层油藏勘探技术方法，将岩性地层油气藏勘探研究程序划分为区带优选评价、圈闭落实评价和圈闭预探三个阶段层次，并提出了每一个勘探研究阶段应完成的基本研究内容和采用的主要技术（图 2-23）。

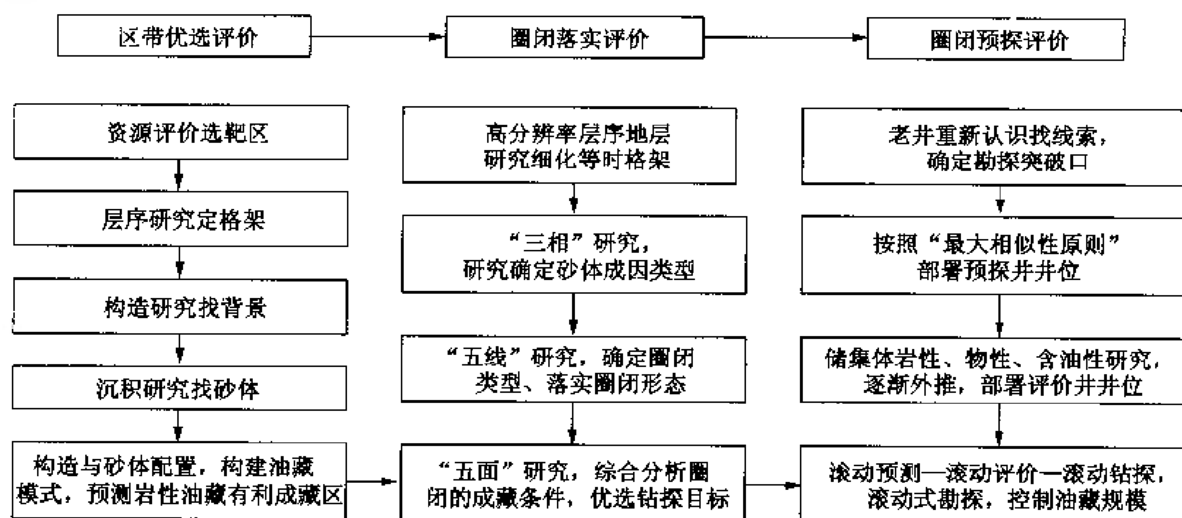


图 2-23 二连盆地岩性地层油气藏勘探研究流程（据杜金虎等，2004）

(1) 区带优选评价流程与方法

岩性地层油藏区带评价与优选阶段研究内容与目的主要有五项：①通过资源评价研究，落实有利勘探区带；②通过区域层序地层学分析，建立三级层序格架，确定主要勘探目的层序；③通过凹陷地质结构、构造演化历史等方面分析，分析是否存在有利岩性地层油气藏形成的构造背景；④采用钻井相、测井相、地震相、地震储层预测等多种研究技术，寻找有利于油气聚集的砂体；⑤通过石油地质综合研究，建立区带成藏模式，选择勘探主攻方向。

(2) 岩性地层圈闭落实评价流程与方法

岩性地层圈闭识别评价与优选阶段的技术方法可以分五个步骤依次实施，即：第一步为高分辨率层序研究定格架，第二步为“三相”分析定类型，第三步为“五线”研究定圈闭，第四步为“五面”研究圈闭成藏条件，第五步是对比优选钻探目标。岩性地层圈闭识别评价与优选综合配套技术方法包括四项，即高分辨率层序地层学分析技术、沉积微相研

究技术、储层预测技术和岩性地层圈闭评价技术。

（3）岩性地层油藏预探评价方法

岩性地层油藏预探评价分四个步骤实施，即：老井重新认识找线索，“最大相似性”原则确定预探井；“三性”预测确定评价井；“滚动预测—滚动评价—滚动钻探”扩大勘探成果；加强油藏评价，控制和探明储量规模。评价的主要目的是选定预探井、评价井和控制储量规模。

上述勘探研究程序中，最重要的研究内容是五项：①资源评价，优选宏观靶区；②古沉积环境和砂体研究，寻找有利砂体、好储层；③砂体与构造背景结合，构建岩性地层油藏成藏模型；④应用新技术，精细落实岩性地层圈闭，提供钻探目标；⑤“滚动预测—滚动评价—滚动钻探”，控制储量规模。

二、层序地层学在冀东柳赞地区油田开发中的应用[❶]

南堡凹陷总面积仅有 2000km²，陆地区各构造带目前均已被三维地震覆盖，局部地区甚至已被二次三维地震覆盖。几乎所有的整装构造圈闭均已钻探，陆地地区平均探井钻探密度达 0.7 口/km²，构造主体部位钻井密度更大。第二次资源评价认为，南堡凹陷陆地油气资源量 2.52×10^8t，已探明石油地质储量 1.23×10^8t，资源转化率达 57%。在这种高勘探程度背景下，冀东油田以高分辨率三维地震二次采集、处理、解释为基础，以层序地层学理论方法为依据，在高柳地区岩性地层油气藏勘探开发中取得了重大成果。

1. 精细实施二次三维地震，奠定精细勘探基础

通过深入分析，认为高柳地区以往资料差的主要原因有三个方面：在地震地质条件上，地表条件复杂，中深层断层多、断块小，目的层埋藏深度大；在技术方法上，原采集由于受当时技术、设备等条件限制，采集方法针对性不强；在组织管理上，施工质量存在较多问题。其中最重要的是技术方法问题：一是仪器动态范围小，数据精度低，对中、深层弱反射的接收能力差；二是接收道数少，炮检距受到限制，不利于勘探中深目的层；三是面元大，横向分辨率差，断点落实困难；四是覆盖次数少（8～12 次），特别是横向覆盖次数只有 2 次，静校正耦合精度差；五是药量较大，波形发胖，频带窄，不利于提高分辨率；六是环境干扰强，接收条件差，噪音发育。

经过采集方法系统论证，采用了一系列有针对性的采集技术。①针对复杂地表条件，精细选用不规则三维采集技术。应用恢复性炮点变观技术，解决了工区内大量一般性障碍物使 70%物理点不能按标准位置设计摆放的问题；应用炮点非纵向变观技术，解决了部分典型障碍物的问题；应用块状特观设计技术，确保了在大部分面元内炮检距、覆盖次数、方位角分布均匀合理；应用实时差分系统和 GPS 网平差技术，保证了炮点、检波点位置的准确。②针对复杂地震地质条件，精心确定有针对性的采集方法。针对该区地层倾角大，断层发育，目的层埋藏深的特点，采用高覆盖（15×4＝60 次）、小面元（15m×30m）、宽方位角的采集方法，并采用变药量激发；针对中深层地质特点和地质目的，合理加大纵、

❶ 周海民，冀东油田复杂断块油田精细勘探与实践，中油股份公司杭州岩性地层油气藏勘探技术交流会材料，2003。

横向炮检距，提高深层的覆盖次数，③针对各种干扰，精心组织现场施工，消除油井和大钻这些后期无法弥补的干扰。

在资料的处理中，根据不同地质任务实施精细处理，根据高柳构造模式重建的目的，处理时主要侧重于各地质分界反射波连续性、波组特征等，为在高柳老区整体构造研究奠定了基础，同时，为满足精细地质研究、精细油藏描述的需要，开展了以提高资料分辨率为主要目的的精细目标处理工作，经过精心处理，获得了具有较高信噪比和分辨率的地震资料，浅层资料能够进行精细的构造解释和高分辨率的储层反演工作，中深层资料能够准确地落实构造、能够进行层序地层学的研究（图 2－24）。

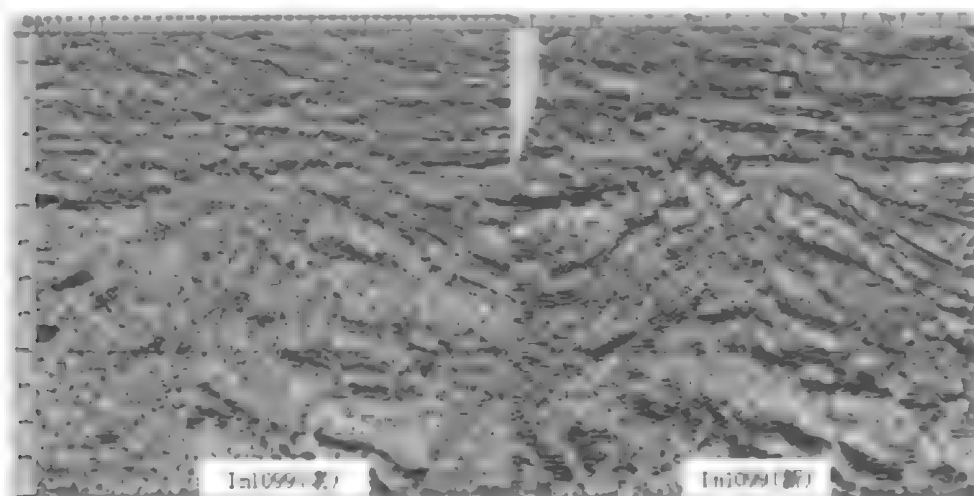


图 2－24　高尚堡地区新老三维地震资料对比

2. 层序界面区域连片构造解释，重新认识构造格局

高柳二次三维经过连片处理后，在区域层序划分基础上，开展全区连片构造解释，对研究区构造特征的认识发生了一系列重要变化：①高尚堡构造主体位置由原来的高 17 附近变为高 65 附近，向西移动了近 2km；②过去认为高柳地区主要发育北西、北东两组断层，现在认为高柳地区发育一系列近东西—北东东走向一组断裂系统，许多北西向断层不存在，高柳地区为一个相对完整的背斜构造；③断裂组合更加合理，断层明显减少，认为柳赞构造是被部分断层复杂化的同沉积背斜构造，而不是原来认识的潜山披覆构造；④局部构造细节发生了较大变化，如高尚堡油田高 5 断块原来认为是由 16 条断层切割成 15 个断块，重新解释后高 5 断块沙三段油藏为高北斜坡背景上的砂层上倾尖灭岩性圈闭油藏，柳北构造由复杂的断块变成了简单的断鼻（图 2－25），在油藏特征认识清楚后，经过调整，开发效果明显改善。

3. 高分辨率层序地层学研究，精细优选评价有利勘探目标

以高分辨率层序地层学理论和高品质的三维地震资料为基础，开展南堡陆地地区岩性地层油气藏的勘探研究，主要研究程序为：①单井层序划分解决垂向上层序构成；②格架地震剖面的层序地层学解释构筑平面层序地层格架；③确定层序地层学模式，指导沉积体系研究；④对体系域和砂体类型进行工业性制图，研究沉积体系的平面分布；⑤总结层序

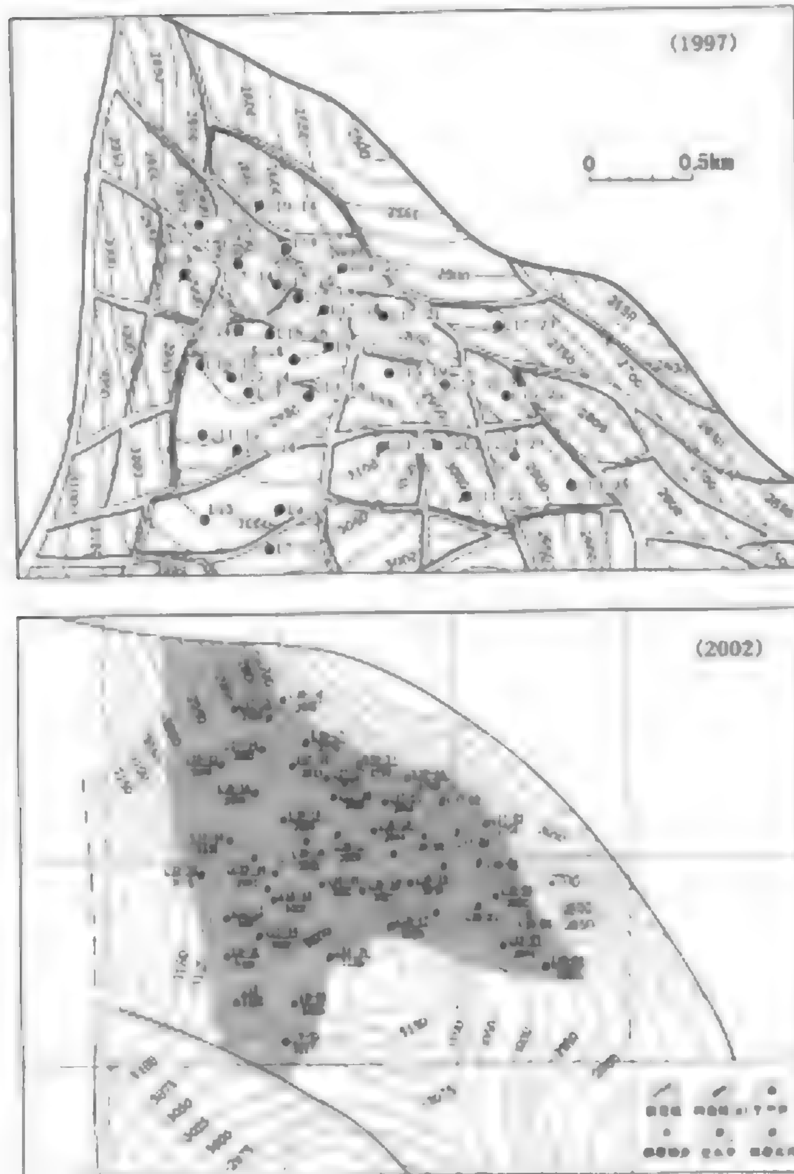


图 2－25 御北沙三段新（下）、旧（上）构造解释成果对比图

地层学成果与油气聚集的关系，分析沉积储层对油藏的控制作用；③预测有利岩性油藏分布区，指导岩性圈闭的识别；④单个岩性圈闭的识别，研究有利砂体平面分布；⑤岩性圈闭综合评价，进行钻探目标优选。

高柳地区层序地层学研究工作以格架剖面网络精细解释、单井层序划分为基础，对高柳地区地层层序进行了精细划分，建立了体系域构成和层序格架，提出了低位体系域和湖扩展体系域砂体是油气富集的主要砂体类型。确立了坡折带、弯折带、缓坡带及其控制的层序类型及不同类型寻找不同隐蔽的目标：在断裂坡折型层序之下识别和预测低位楔和低位扇，在断裂坡折带之上寻找下切水道砂体；在缓坡型层序中主要发育低位体系域的鲕状

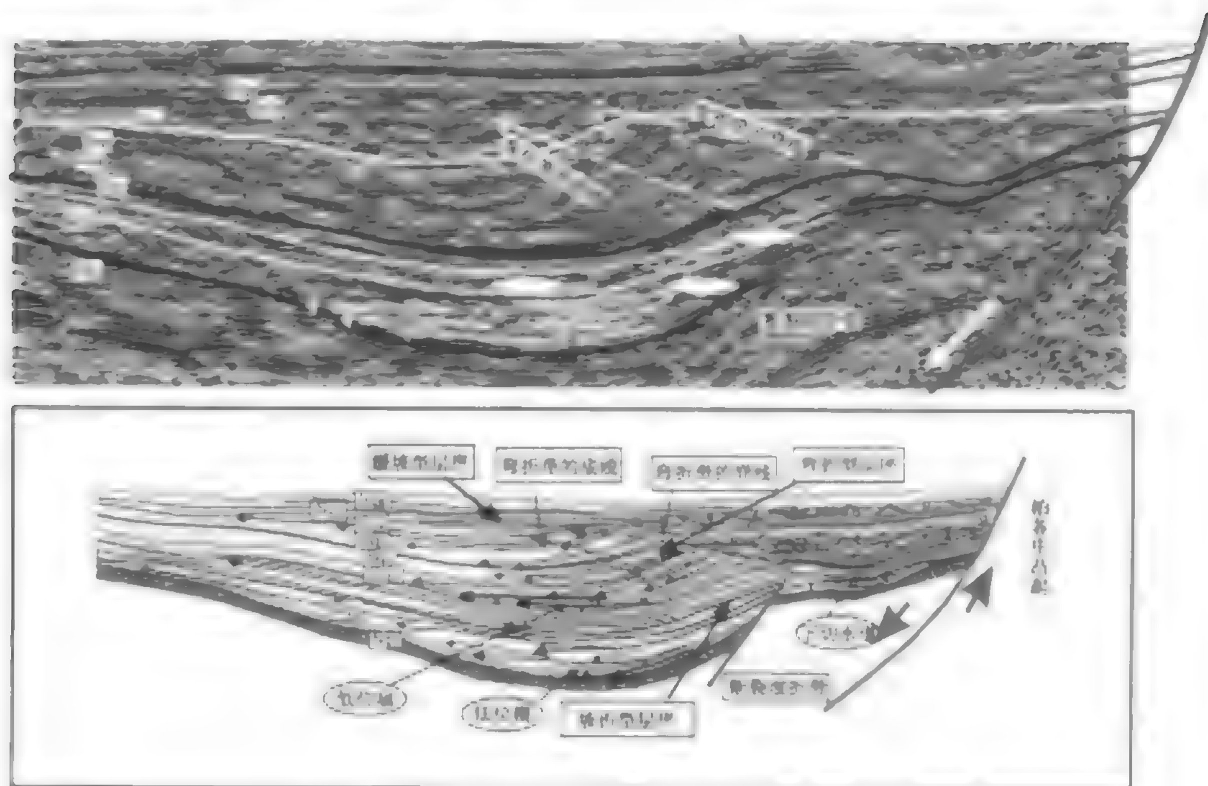


图2-26 南堡凹陷柳赞—高尚堡东西向层序格架模式

河道（图2-26）。以此为基础，总结和明确了高柳地区油气分布与体系域构成、砂体类型的关系，为选择岩性油藏目标区提供了指导。

在高分辨率层序地层格架约束下，开展了含油层段构造精细解释，并对各主要含油层段砂体分油组进行了储层预测研究。通过地震、地质的精细识别，找出了一批有利的岩性油藏勘探目标，扩大了高柳老区勘探领域。目前已初步识别出有利的沉积砂体37个，叠合面积达257 km^2，预测资源量5165×10^4t，为深化勘探提供了具体目标，其中高22沉积体已经钻探成功。

4. 高分辨率层序地层格架约束下，精细油藏描述重新认识老油田的油藏特征

在高分辨率层序地层格架约束下，精细油藏描述重新认识老油田油藏特征，开展了四项工作：一是以层序地层学原理为指导，寻找并应用最大湖泛面、沉积间断面作为地层划分对比的界线，动静态结合，进行地层和储层的重新划分和细分对比，深化地层和储层的认识，建立了合理的地层和储层模式；二是充分利用二次三维地震资料目标处理成果，结合钻井、地质、测井等资料，勘探开发密切协作，对目的层高分辨率层序界面进行精细构造解释，对油藏特征逐个重新认识；三是地质、测井相结合，细分油水系统，在油藏地质认识指导下重新复查老井资料；四是定性与定量方法相结合，重新认识地下油水分布，努力寻找剩余油富集区，实施多目标定向井，充分挖掘剩余油潜力。

通过以上四方面研究，用全新的角度重新对已投入开发多年的老区进行地质重建，重

新审视、评价老区的勘探开发潜力。取得了三方面成果：一是，对老油田的构造、储层和油层分布等油藏特征认识发生了很大的变化，带来了新的勘探开发潜力；二是，对老油区的油气富集规律和油藏特征的深化认识，有力地指导了本探区增储上产的工作，推动了老区二次创业；三是，用大量的研究和少量的实物工作量，实现了储量、产量的快速增长和经济效益的显著提高，在已有的老油田的周围、老油田的上、下发现了一批可供钻探的新断块和目标。近三年，在高柳地区钻探探井、评价井 13 口，均获得工业油气流，探井成功率达到了 100%。结合新井钻探与老井地质重新复查和油层再认识，在高柳地区新增探明、控制、预测三级储量总和达到 16182×10^4t。

通过近几年精细勘探和岩性地层油气藏勘探，冀东油田勘探开发已经呈现出新的气象。优质储量快速增长，资源接替实现了良性循环，高柳地区通过二次三维地震和少量探井、评价井勘探，新增探明和控制地质储量 15577×10^4t。经过近期工作，高尚堡油田可累计新增三级地质储量 12260×10^4t 以上，形成 1.5×10^8t 级规模油田；柳赞地区可新增 3317×10^4t 以上，形成 5000×10^4t 规模油田。在储量大幅度增长的同时，通过精细油藏描述，开发水平逐年提高。2000 年以来，先后完成柳南、柳中、柳北、高 104－5、高南、庙北、南 38 等主力开发区块油藏精细描述和方案编制工作，新钻开发井 128 口，新部署 136 口井，已建产能 32.5×10^4t，近期可建 52×10^4t 产能。新理论、新技术的应用，极大地促进了开发水平的提高和操作成本的降低，近期低成本、高效益的产量占总产量的比重将达到 90%，形成了良性开发的局面。

三、陆相层序地层学研究发展方向

与国外主要在海相盆地找油不同，我国油气资源主要赋存在中、新生代陆相盆地中，陆相层序地层学始终是我国研究的重点，目前国际上尚无成熟的陆相层序地层学研究经验供借鉴。根据目前层序地层学的研究现状，特别是岩性地层油气藏勘探的技术需求，将进一步推动层序地层学理论方法发展。预计陆相层序地层学仍是今后 10～20 年重点发展的地学分支学科，在以下几方面还有较大的发展空间，代表了未来发展的一些重要趋势。

1. 加强陆相层序成因机制研究，建立不同背景构造—层序组合模式

层序成因研究是建立陆相层序地层学理论的关键环节，对层序成因机制认识不同，可导致层序划分对比方法、层序演化规律认识的根本差异。陆相盆地形成动力机制、盆地结构特点、层序发育主控因素、沉积充填方式、沉积相类型等许多方法均有别于海相被动大陆边缘盆地，且不同类型陆相盆地之间层序发育特点也有很大差异。被动大陆边缘层序模式建立的思维方法可以借鉴，但国外学者提出的海相层序模式不能直接应用于指导陆相层序地层学研究。近十几年来，已发表许多陆相层序模式，但由于陆相层序成因机制的研究不足，迄今尚未建立人们普遍接受的陆相层序模式，陆相层序成因亟待加强研究。

陆相层序成因研究应重点解决以下几个问题：①经过十几年研究，我国主要含油气盆地的层序划分方案尚未形成统一的认识，使层序地层学研究成果在油气勘探中应用受到很大制约，应从成因角度建立我国主要含油气盆地的 1～3 级层序划分标准和方案。②不同类型陆相盆地甚至同一个盆地的不同部分，陆相层序形成条件和发育特点可以出现很大差异，应当加强构造—层序组合特点的研究，由此才可能逐步建立和完善具有共性特征的陆相盆

地层序成因模式。③陆相盆地不存在类似于海相盆地大陆架边缘坡折带作为参照物，陆相盆地低位体系域的识别难度较大，陆相盆地低位体系域形成过程、成因机制和识别标准应得到重点研究。

2. 从三维空间着眼开展陆相层序分析

陆相盆地沉积体系规模小，横向上相变快，盆地不同部分层序发育、演化过程和沉积类型可能存在很大差异，应从三维空间着眼研究陆相层序发育特点。陆相盆地作为地表的局限洼地，构造沉降是盆地沉降和可容纳空间形成的首要控制因素，差异构造沉降作用造成盆地不同部分古地形、古地理条件存在很大差异；陆相盆地特别是大型陆相盆地普遍存在构造沉降中心迁移现象，由此引起古地理环境变迁，可造成盆地不同部分纵向组成、演化特点存在不一致性；陆相盆地沉积物主要来自盆地四周隆起区，普遍具有多物源、近物源的沉积物供给特点，由此造成沉积相、沉积体系分布比海相盆地复杂。因此，陆相层序地层学研究的各环节都应当从三维空间着眼，仅从少数几条剖面的层序地层学研究，难以完整把握陆相层序演化与分布特点。在层序划分对比时，首先应当选择适当基干剖面网格，剖面网格的密度能够控制研究区砂体的分布，建立的层序划分方案才能代表全区。在层序组成特征研究时，尽可能使用三维地震资料，在缺少三维地震资料的地区，解释剖面的密度应能够控制地层厚度、砂岩厚度等地质参数的平面变化，由此编制的一系列层序单元平面砂岩厚度图、砂岩含量图等工业图件，才能有效应用于目标评价和井位部署。

3. 地质分析与地震解释技术有机结合

层序地层学是地质学、地球物理学和计算机技术相结合而产生的一门新的地学分支学科，因而这门学科历来重视地质分析与地球物理技术的结合，这是这门学科的基本特色（徐怀大，1993，1997）。20 世纪 60 年代至 70 年代，地震反射结构特征的综合研究产生了地震地层学。20 世纪 80 年代以来，计算机技术的广泛使用，促进地震储层预测技术、层序模拟技术、数理统计技术等定量解释技术在层序分析中的应用。特别是各种地震储层预测技术的广泛应用，对促进层序单元组成的定量描述和岩性地层油藏勘探起到了巨大的作用。

现代层序地层学理论引入我国之后，20 世纪 90 年代我国学术界主要使用井筒、露头资料，侧重于陆相层序地层学概念探讨研究，地震资料和地震解释技术使用不足，降低了层序地层学研究结果的预测作用。近几年，致力于探索陆相层序地层学工业化应用研究技术，加强地震解释技术在层序地层学研究中的应用，提高地震储层和岩性地层油气藏的预测精度。

目前地震资料的使用得到了加强，这是一个很重要的发展方向，但同时又出现了井筒地质分析与地震层序解释相互分离的现象。需要注意的是：单纯根据钻井资料进行层序划分对比，建立的层序地层格架等时性难以保证；单纯用地震资料划分层序的地质含义不明确，二者有机结合才能建立井—震统一的层序地层格架，有助于避免层序分级、体系域识别与命名的混乱现象。不同类型陆相盆地构造沉降机制、盆地结构与沉积类型等方面的差异，或者地震资料品质的差异，单纯根据地震反射特征可能导致层序分析结果的歧义。系统、深入的地质分析与各种地震定量解释技术有机结合，是提高储层预测和岩性地层圈闭识别精度的有效途径，仍然是今后层序地层学应重视的发展方向。

4. 层序地层学研究与油气勘探需求结合

层序地层学作为一门应用基础型学科，从提出到发展至今都主要得益于石油勘探开发

需求的推动。我国地域广大，各种类型盆地层序地层学研究程度差异很大。总体看来，东部地壳伸展背景发育起来的裂谷盆地和被动大陆边缘盆地的研究积累较多，研究程度较高，认识比较清楚。在东部地区，尽管不同研究者使用的术词（如体系域）时有差异，但伸展型盆地的区域层序发育规律已经比较清楚，不同术语有时表达的是同一个概念，如湖盆萎缩体系域、水退体系域、高位体系域等术词的实质内涵基本一致。中西部前陆盆地和克拉通盆地的研究程度较低，对层序发育规律的认识差异还很大。目前我国西部准噶尔盆地、塔里木盆地等岩性地层油气藏勘探开始突破，发现一些大面积岩性地层油气藏有利聚集区带，西部前陆盆地、克拉通盆地是今后层序地层学研究的重点。

长期以来，我国层序地层学主要关注沉积学方面的研究，今后层序地层学应与石油地质勘探研究需求更紧密地结合在一起，研究目的决定层序地层学重点研究的内容。应注意层序分级划分应与石油地质评价分级结合，一个地区层序地层学重点研究的层序级别，应与具体地区的勘探程度相结合。高勘探程度地区应研究到准层序（相当于砂层组），满足目标评价的需要，低勘探程度地区则重点研究2～3级层序，满足寻找新的含油气层系和勘探新区带。通过层序分级划分和纵向沉积演化规律研究，分析纵向上生储盖条件和组合特点，建立层序与油气藏分布关系模式。随着我国油气勘探程度的提高，岩性地层油气藏勘探成为越来越重要的方向，层序地层学作为一门针对性较强的学科，正好与岩性地层油气藏勘探需求相结合。应采用多学科技术方法，描述清楚油气勘探评价关心的各种层序地层特征，如沉积相类型、储层物性、岩性地层圈闭分布等，从而提高有利储集相带和有利勘探目标的预测精度。

参考文献

池英柳，张万选，张厚福等．1996．陆相断陷盆地层序成因初探．石油学报，17（3）：19～26

池英柳．1998．可容纳空间概念在陆相断陷盆地层序分析中的应用——以渤海湾盆地下第三系为例．沉积学报，16（4）：8～13

冯有良．1999．东营凹陷下第三系层序地层格架及盆地充填模式．地球科学，24（6）：634～642

冯有良，李思田，解习农．2000．陆相断陷盆地层序形成动力学及层序地层模式．地学前缘，7（3）：119～132

冯增昭，王英华，刘焕杰，沙庆安，王德发著．1994．中国沉积学．北京：石油工业出版社，396～426

顾家裕．1995．陆相盆地层序地层学格架概念及模式．石油勘探与开发，22（4）：1～7

贾承造，池英柳．2004．中国岩性地层油气藏资源潜力与勘探技术．见：李丕龙，庞雄奇主编．隐蔽油气藏形成机理与勘探实践．北京：石油工业出版社，1～8

贾承造，赵文智，邹才能等．2004．岩性地层油气藏勘探研究的两项核心技术．石油勘探与开发，31（3）：3～9

贾承造主编．1997．中国塔里木盆地构造特征与油气．北京：石油工业出版社

李思田，潘元林，陆永潮等．2002．断陷湖盆隐蔽油藏预测及勘探的关键技术——高精度地震探测基础上的层序地层学研究，地球科学，27（5）：502～598

李思田等著．1992．鄂尔多斯盆地东北部层序地层及沉积体系分析．北京：地质出版社

汪品先．1992．微体化石在海侵研究中的应用与错用．第四纪研究，（4）：321～329

汪品先等编译．1991．古湖泊译文集．北京：海洋出版社，27～67

解习农等．1996．陆相盆地幕式构造旋回与层序构成．地球科学——中国地质大学学报，21（1）：27～33

徐怀大. 1993. 层序地层学原理. 北京：石油工业出版社
徐怀大主编. 1997. 从地震地层学到层序地层学. 北京：石油工业出版社
赵文智，池英柳. 2000. 渤海湾盆地含油气层系区域分布规律与主控因素. 石油学报，21（1）：10～15
赵文智，何登发，李小地等. 1999. 石油地质综合研究导论. 北京：石油工业出版社
赵文智，邹才能，汪泽成等. 2004. 富油气凹陷“满凹含油”论——内涵与意义. 石油勘探与开发，31（2）
赵文智等. 2003. 中国含油气系统基本特征与评价方法. 北京：科学出版社
邹才能，池英柳，李明，薛淑浩等著. 2004. 陆相层序地层学分析技术——油气勘探工业化应用指南. 北京：石油工业出版社，12～26
C E 佩顿编，牛毓荃等译. 1980. 地震地层学. 北京：石油工业出版社
Jervey M T 1988. Quantitative geological modeling of siliciclastic rock sequence and the seismic expression. SEPM Special Publication 42，47～69
Posamentier H W *et al*. 1988. Eustatic controls on clastic deposition Ⅰ— conceptual frame work. SEPM Special Publication 42，109～124
Shanley K W *et al*. 1994. Perspective on the sequence stratigraphy of continental strata. AAPG Bulletin，74（4）：544～568
Van Wagoner J C *et al*. 1990. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs，cores and outcrops：concepts for high-resolution correlation of time and facies. AAPG Methods in Exploration Series 7
Wheeler H E，Baselevel. 1964. lithosphere surface，and time-stratigraphy. AAPG Bulletin，75（5）：599～610

第三章　复合含油气系统与油气成藏动力学

国外含油气系统的概念在20世纪90年代传入中国以后，在国内掀起了含油气系统的研究热潮，有关含油气系统的研究论文频频见于科技文献。在这一研究过程中，我国学者结合中国叠合盆地的特点，创造性地发展了含油气系统概念和方法，形成了具有中国含油气盆地特色的复合含油气系统研究思路、研究流程与研究方法（赵文智等，1997；赵文智等，2003）。

第一节　含油气系统的基本概念

一、含油气系统的概念

如果不以在公开刊物上有无记载为标准的话，提出含油气系统原始概念的第一人应为我国学者胡朝元。1963年胡朝元在原松辽石油勘探局勘探指挥部研究成果总结报告中，首次提出了“成油系统”的概念，提出“成油系统是由各时期统一的油气运移、聚集过程联系在一起的油源、储层、盖层、圈闭等成油要素所组成的整体”，“每一个成油系统都有自己的特征和相对独立性，并形成一个或几个不同类型的油气聚集带”，“成油系统将静态的生储盖条件、动态的生油、运移、聚集和保存过程统一起来，是认识油气藏形成和分布的核心”。胡朝元提出的“成油系统”的概念与目前普遍接受的含油气系统概念的内涵基本一致。

见于公开发表文献的含油气系统的概念最早于1972年由W. G. Dow在AAPG会议上提出，他基于油—油对比和油—源对比的关系和区域性盖层的分布，将美国威利斯顿盆地划分为三套主要的生油岩和储层的组合系统，并称之为石油系统（Oil System）。

A. Perrodon（1980，1983）首先使用了“含油气系统”（Petroleum System）这个术语。指出“一个油气区各种成藏地质事件在三度空间和时间域有机配置的最终结果，就构成了含油气系统。在该系统中，构造旋回发展、流体运动状态、岩性组合与几何要素等对于同族油气藏形成起着同等重要的作用”。这一概念突出强调了以下三方面的含义：①强调一个含油气系统内部诸多成藏地质事件的空间组合与时间匹配在一组油气藏形成中的作用；②强调含油气系统具有地理和空间范围，由系统的要素和作用过程有机配置所形成的油气田群构成油气区（Petroleum Province）；③强调含油气系统所赖于存在的盆地动力学演化及其中发生的沉积作用过程，对系统的油气资源潜力和油气聚集丰度有重要影响。

F. F. Meissner等1984年提出了生油机器（Hydrocarbon Machine）的概念。他将油气生成—运移—聚集构成的系统比作一部“生油的机器”，认为油气从生烃灶生成后，经过运移到聚集的过程构成一个有机的整体。这一概念第一次将烃源岩、储层、盖层和圈闭作为油气成藏的基本要素（Essential Elements）来表述。强调生烃灶作为“生油机器”的核心，

在系统形成中居于主导地位，并强调了生烃、运移与聚集成藏的过程（Processes）在含油气系统形成中的重要作用。

G. Demaison 1984 年提出了“生油盆地”（Generative Basin）及“生烃灶”（Source Kitchen）的概念，指出生油盆地是指包含一个或数个含有成熟烃源岩的生烃凹陷的盆地。这些生烃凹陷称为“生烃灶”，包含成熟度、有机相与有机质丰度的含义，可由深钻井和地震资料来确定。

G. Ulmishek 在 1986 年使用了“独立含油气系统”（Independent Petroliferous System）的术语，认为在一个“独立的含油气系统”（IPS）内，烃源岩、储层、盖层与圈闭条件控制了一个地区油气聚集的丰度，油气的生成、聚集和保存过程基本上是独立的，与周围不发生流体的交换，并在侧向和垂向上被区域性的遮挡条件所围限，具有一定的空间连续范围，构成油气资源预测评价的基本单元。

1994 年，L. B. Magoon 和 W. G. Dow 主编的《含油气系统——从烃源岩到圈闭》对含油气系统的概念作了最系统的论述。按照 L. B. Magoon 的定义，含油气系统是沉积盆地中的一个自然系统，它包括一个有效的烃源岩体和与此烃源岩体有关的所有油气藏以及形成这些油气藏所必需的一切地质要素和地质作用。“油气”是指由热成熟作用和生化作用形成的一切油气聚集，包括常规油气藏和天然气水合物、致密气藏、页岩和煤层裂缝气藏，也包括凝析油和沥青等；“系统”则指导致油气聚集发生的要素与作用过程在三度空间的有机联系。

按照目前的理解，含油气系统的概念中包括了三重含义：

1）含油气系统是沉积盆地中介于盆地和区带之间的油气生成、运移和聚集的一个地质单元，该地质单元以有效的烃源岩体为中心，单元的边界就是该有效烃源岩体生成的油气运移的最外边界。

2）含油气系统的内涵是指该地质单元内油气藏形成所必需的地质要素和地质作用，其中的地质要素包括有效烃源岩、储层、盖层、输导体与上覆地层；地质作用包括油气的生成、油气的运移和聚集、圈闭的形成和演化、油气成藏等过程。

3）含油气系统还指适用于这一地质单元的一套综合研究的方法论和研究思想。含油气系统强调以过程恢复为主导的动态研究思想，用油气藏形成的地质作用将各地质要素联系为一个有机的整体。

“从烃源岩到圈闭”最精辟地概括了含油气系统的精髓，即“从烃源岩到圈闭”的含油气系统空间展布范围、“从烃源岩到圈闭”的油气成藏地质要素、“从烃源岩到圈闭”的油气成藏过程、“从烃源岩到圈闭”的综合研究方法。

二、含油气系统的划分与命名

1. 含油气系统的划分

根据含油气系统的定义，含油气系统以有效的烃源岩体为核心，因此一个有效烃源岩对应一个含油气系统。这是含油气系统划分的基本原则。

所谓“一个有效的烃源岩体”，既包含纵向上的“有效的烃源层”的含义，也包含平面上“有效的烃源灶”的含义。属于同一烃源灶的多个有效烃源层应视为不同的烃源岩体，

而属于不同烃源灶的同一有效烃源岩层也应视为不同的有效烃源岩体。

L. B. Magoon 和 W. G. Dow（1994）提供了一个说明上述划分原则的例子。

含油气系统划分应在有效烃源岩研究、油气成因类型的研究和油气源对比的基础上进行。即通过有效烃源岩体的研究与圈定、油气成因类型的研究与划分和油气源对比，将有成因联系的有效烃源岩和油气联系起来，对含油气系统进行划分。

2. 含油气系统的命名

含油气系统的名称中包括了烃源岩名称、主要储层名称和用符号表示的含油气系统的确定程度。含油气系统的确定程度分为三级：已知的、可能的和推测的。在已知的含油气系统中，烃源岩与油气聚集之间有很好的地球化学对比关系，已知的含油气系统用符号（!）表示；在可能的含油气系统中，有效烃源岩的存在有地球化学的证据，但与油气聚集之间的地球化学对比关系尚未建立，可能的含油气系统用符号（.）表示；在推测的含油气系统中，烃源岩和油气的存在是根据地质和地球物理资料推测的，尚缺乏地球化学的证据，可能的含油气系统用符号（?）表示。如 Deer－Boar（.）含油气系统的有效烃源岩为 Deer，主要储层为 Boar，是一个可能的含油气系统。

三、含油气系统研究的特点

含油气系统的研究包括地质要素的研究、地质作用的研究和要素与作用关系的研究三个方面。

含油气系统地质要素主要包括有效的烃源岩体、储层、盖层、输导体和上覆地层，它们是油气成藏和形成含油气系统的基本地质要素。

含油气系统的地质作用指“从烃源岩到圈闭”所发生的油气成藏过程，包括烃源岩的演化过程与油气的生成和排出过程、油气的运移和聚集过程、圈闭的形成和演化过程以及油气藏形成以后的改造等过程。

关键时刻是研究含油气系统要素与作用关系的时间参照点，是连接要素与作用的纽带。含油气系统的关键时刻是含油气系统生排烃作用、圈闭形成作用、油气运聚与成藏作用的最佳匹配期，是含油气系统主要油气藏的形成期。含油气系统的关键时刻可以通过含油气系统的埋藏史分析及成藏期次分析综合确定。

含油气系统的研究通过关键时刻将地质要素和地质作用联系起来，使之成为一个有机的整体。关键时刻这一概念的应用可以使研究人员能够站在关键时刻这一时间界面上，考察油气系统地质要素和地质作用之间的组合关系。这也是含油气系统研究的特色。

含油气系统作为有效预测油气资源潜力与分布的一个评价单元，更注重以过程为主导的综合研究。含油气系统研究不同于以往石油地质综合研究的重要方面主要体现在含油气系统强调各地质要素的综合与系统的研究，强调用地质作用将各地质要素连接为一个有机的整体，而不是简单地对各要素进行分别研究；含油气系统强调历史的与动态的研究，强调各地质要素地质演化的研究，强调以过程恢复为主线的成藏要素的研究，强调以关键时刻为时间界面的成藏要素与成藏作用的组合关系的研究，而不仅仅是对目前成藏要素的静态条件的研究。总之，含油气系统研究以一种综合观、动态观和系统观的思路对待一个含油气系统内油气资源形成与分布的预测。

第二节 中国含油气系统的复杂性

中国叠合盆地内油气成藏十分复杂，表现为混源成藏、成藏要素共享以及多关键时刻等，导致了中国叠合盆地的含油气系统比国外常见的含油气系统要复杂得多，这些复杂性主要表现在：①多源多灶、多成藏期与多关键时刻；②多期运移、流向复杂；③含油气系统之间发生流体交换。

一、多源多灶、多成藏期与多关键时刻

叠合盆地往往发育多套烃源岩层系与多个生烃灶，这是叠合盆地出现多期生烃和成藏的物质基础。此外，处在同一凹陷中的不同烃源岩层系与处在不同凹陷中的同一套烃源岩层系因埋藏历史与温压条件的变化等，生烃历史往往不同，再加上构造运动的破坏与改造，生烃和成藏的期次多而不连续。所以，多源、多灶与多期生烃是造成叠合盆地含油气系统成藏过程复杂性的重要条件。因此，叠合盆地含油气系统的形成往往有多个关键时刻，这包括各生烃灶内不同烃源岩层系大量生烃和排烃的时间，也包括一些古老烃源岩在后继埋藏阶段二次生烃的时间，还包括已经形成的油气藏在后期构造运动中被大规模调整甚至破坏的时间。

图3-1是一个说明多源多灶的条件下，出现多关键时刻的图示。图中演化第一（Ⅰ）阶段，A烃源岩层在左侧的深凹陷中已进入大量生烃阶段，并在生烃灶的右侧高部位形成油气聚集，显然对于含油气系统形成来说，这是第一个关键时刻。当进入演化第二（Ⅱ）阶段，盆地发生抬升，原左侧生烃灶发生退火，生烃过程停止，同时高部位油藏遭受剥蚀被破坏。作为油藏消失，可以算作是系统形成的第二关键时刻。显然，对由剥蚀和油藏调整和破坏产生的关键时刻应给予特别的注意，否则基于生烃、油气运移与聚集过程追踪确定的很多有利目标区，有一部分已经在历史过程中消失甚至破坏了，一部分油气资源已经在系统中不存在了。在盆地演化的第三（Ⅲ）阶段，盆地再次大规模沉降，原来左侧凹陷中的A烃源岩层进入二次生烃期，并很快在上覆沉积的驱使下，进入生气阶段。同时新沉积的B层烃源岩也进入生油门限，并与A层一起向构造高部位分别提供油源和气源。右侧凹陷中的A烃源岩也进入成熟门限并排烃。因此系统出现第二次成藏高峰，相应出现第三关键时刻。到了演化的第四（Ⅳ）阶段，C烃源岩沉积但未进入生烃门限，左侧凹陷A和B烃源岩仍处于“液态石油窗”范围，继续保持大量生烃。与第三阶段相比所不同的是，A烃源岩层系大部分进入生气阶段，右侧凹陷B层烃源岩也进入成熟和生烃期。油气成藏除了一部分油藏继续扩大外（由②→⑥），还产生了一些新油气藏（④、⑤、⑩）。同时一些油气藏发生调整（⑥→⑦；③→⑧→⑨），出现第四关键时刻。

二、混源聚集与成藏要素共享

混源聚集与要素共享是叠合盆地含油气系统的又一大特征。来自同一生烃灶中不同生烃层系的油气可以沿着某些共享的输导网络（如断层、不整合、裂隙带与多期堆叠砂体），在一些区带和目标上形成混合聚集。而来自不同生烃灶同一或不同生烃层系的油气，也可

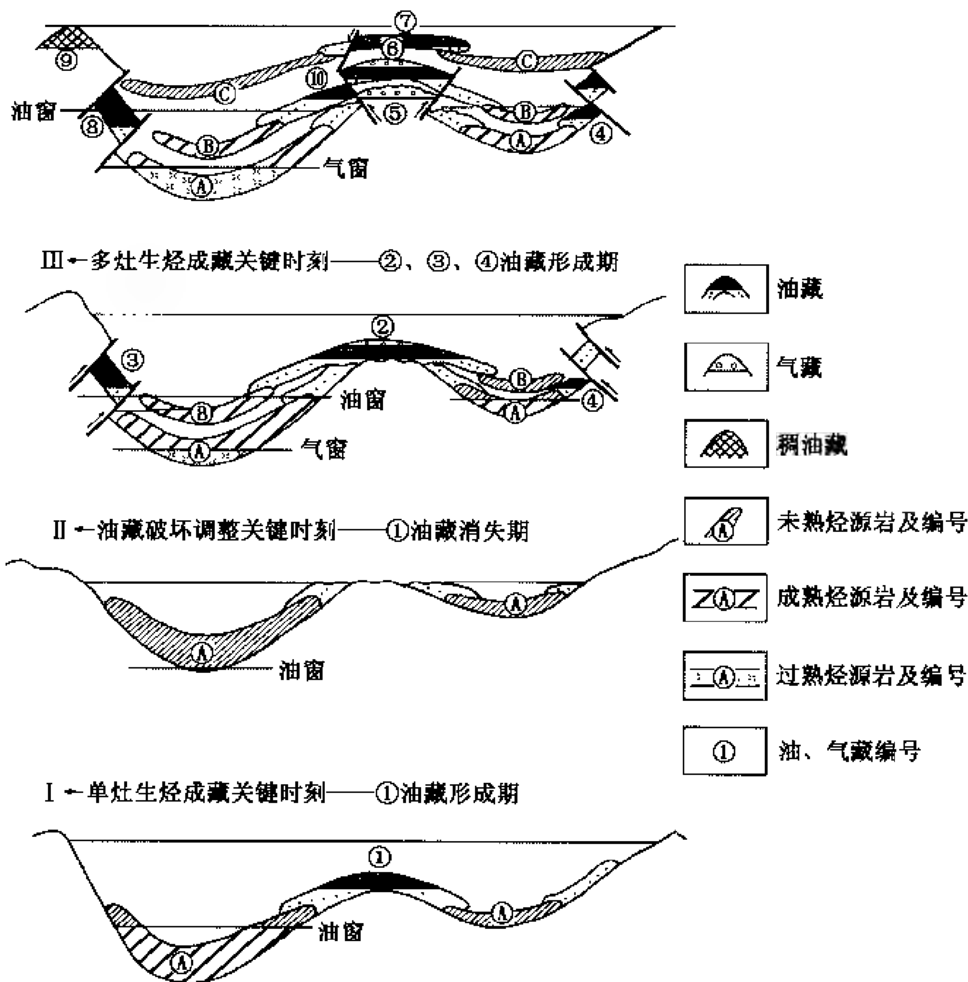


图 3－1 多源多灶含油气系统中的多关键时刻图

以在一些共享的区带或目标上（如凹陷间的古隆起、披覆构造带和大型绵延式潜山等）发生混合聚集。准噶尔盆地西北缘克—乌断裂带、陆梁隆起；塔里木盆地塔北隆起与鄂尔多斯盆地中央古隆起上，都存在混源油气聚集。对这部分混源油气聚集很难定量地拆分聚集量与生烃灶供应间的对应关系。

成藏要素的共享是叠合盆地含油气系统的另一个特点。在这种条件下，一个生烃灶一般都会或多或少地形成一些独立的油气聚集，同时，各个生烃灶交叉、重合的部分，也会共享某些地质要素与作用过程，如区域性盖层、统一的运移通道与共享的可供油气聚集的区带和目标。基于各含油气系统共享要素的不同，可以分为“盖层共享”、“通道与储层共享”与“聚集区带共享”三种形式。

1. 盖层共享

即指由多套烃源岩形成的多个含油气系统共享同一套区域性盖层。在这套盖层之下，多套叠置发育的烃源岩形成的油气可以独立存在，也可以有交换。盖层共享的典型实例是准噶尔盆地玛湖生油气坳陷。

在玛湖坳陷至少发育了石炭系和下二叠统风城组、佳木河组及上二叠统乌尔禾组三套烃源岩层系。三套层系之间有局部盖层发育，而区域性盖层是上三叠统白碱滩组厚层湖相泥岩，分布相当稳定。大量的油源对比与成烃历史分析表明，玛湖坳陷中的石炭系与下二叠统风城组和佳木河组，在晚三叠世就已成熟并开始大量排烃，由于二者间无优质区域性盖层的发育，所生油气发生窜通和混聚，尤其在生烃灶的斜坡部位与相关的断裂带上，来自石炭系及上、下二叠统的油气可以在同一个圈闭或同一个区带中聚集。

2. 通道与储层共享

是指两个以上的含油气系统，通过共同的输导体系或储集空间，形成混源聚集的情况。从形成时间来说，来自两套烃源岩的油气可以有早晚之别，也可以同时经同一输导层进入相同或不同的圈闭，但它们一定是在运移过程中或聚集时发生了混合。按照输导层与油气宿住关系的不同，可以细分为共享断层通道、共享不整合通道与共享储层三种类型。共享断层通道显然是由于断层的切割和输导而使来自不同生烃灶的油气发生混合聚集的情况；共享不整合通道是指多套烃源岩中的油气在进入不整合以后发生混合，并共同向圈闭中聚集，往往形成不同期次、不同成熟度与不同相态油气的混生。共享储层是指来自不同生烃灶中的油气在同一个区带或圈闭的相同储层中聚集成藏的情况。

3. 聚集区带共享

是指横向上两个或两个以上时代相近的含油气系统共同向二者之间的区带提供油气，形成混源的油气聚集区带。很明显，共同油气聚集带中的储层、盖层和连接通道都是两个相邻含油气系统公共的成藏要素。塔里木盆地塔北隆起上的油气聚集明显具有双源性，南侧的古生界生烃灶和北侧的中生界生烃灶都向这个隆起带上运移聚集。除各自形成独立的油藏外，沿隆起带上的断裂还发生混合（图3-2）。中国东部中新生代裂谷盆地两个相邻的生油凹陷也经常向二者之间的凸起上提供油气，从而形成“共享聚集区带”的含油气系统。

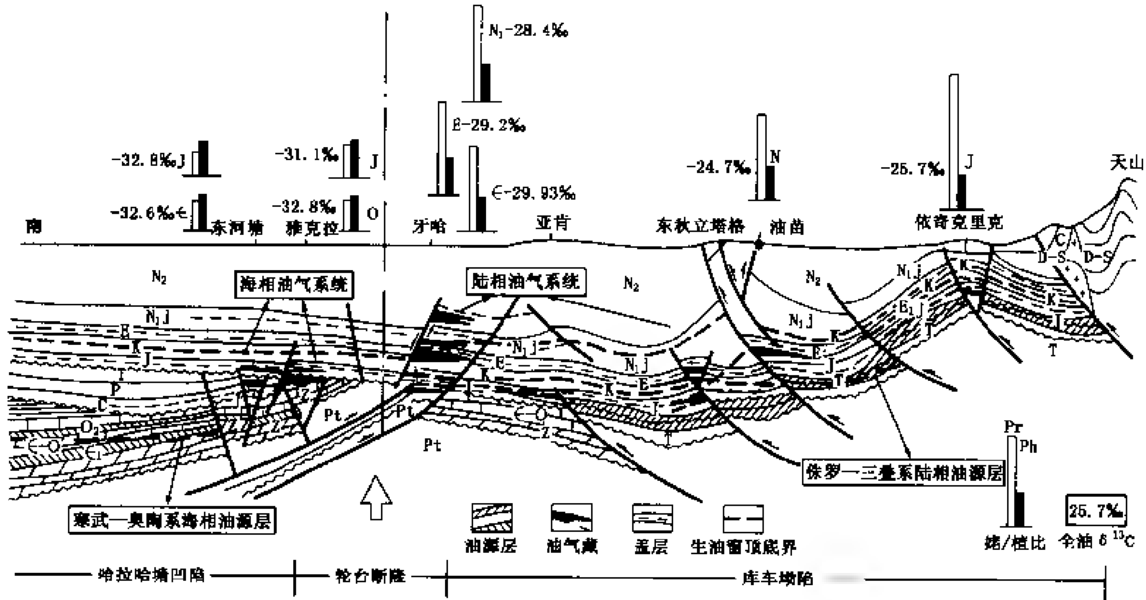


图3-2 塔北隆起轮台断隆南北两侧海、陆相油气系统与混源剖面图（据梁狄刚，1997）

三、多期运移、流向复杂

油气运移的多期次性是叠合盆地含油气系统的又一重要特征，这主要是因为叠合盆地有多套生烃层系，存在多个生、排烃期，再加上构造运动造成已有油气聚集的调整和破坏，使油气运移的次数会更多，因此，会造成不同成熟度、不同相态的油气相互混合，形成油气成熟度与油气相态的多样性。

在叠合盆地中，油气沿优势通道的运移是多种多样的，主水系、席状砂体中相对集中堆叠的厚砂体、不整合面上淋滤、破碎集中带与开启性断裂和裂缝系统等都可能成为油气运移的主“渠道”。因此，叠合盆地油气运移的方向也是十分复杂的。

从对中国叠合盆地含油气系统已经了解的特征看，上述提到的可能导致油气优势运移的通道都存在，其中以主砂体、断裂与裂缝构成的网状系统及不整合面三种为主要类型。通过对准噶尔盆地玛湖凹陷解剖，既可以看到含油气系统中油气混源的特征，也可以展示油气运移通道的多样性。玛湖西北缘油气优势运移通道表现为不整合转接断层输导为主，其中断层的作用十分重要。而东侧则表现为砂层转接断层输导，其中砂层的输导与断层将油气向浅层的输送都同等重要。

四、含油气系统之间的烃类流体交换

由于叠合盆地含油气系统的复杂性，含油气系统之间的流体交换是一个重要的特征。显然，存在连接两个或多个生烃灶的油气运移通道，是造成纵向上不同时代含油气系统贯通和横向上时代相近含油气系统交叉的关键因素。比较常见的连接通道有断层、不整合、连续堆叠的砂体和流体底辟等 4 种类型 7 个亚类（图 3－3)。

1. 断层贯通

实践证明，不论是西部地区还是东部地区发育的叠合盆地，继承性发育的断裂带是最重要的油气纵向贯通通道，从而形成了数量众多的沿断裂带展布的混源油气富集带。中西部地区叠合盆地以逆冲—逆掩断层贯通为主，如准噶尔盆地西北缘克—乌断裂油气富集带（图 3－3a)，其油源来自下二叠统佳木河组、风城组、上二叠统乌尔禾组和石炭系四套烃源岩。东部叠合盆地则以正断层贯通为主，如渤海湾盆地东濮凹陷濮城—文留断裂背斜油气富集带（图 3－3b)，油气主要来自古近系沙河街组，部分天然气来源于石炭—二叠系煤系烃源岩。

2. 不整合贯通

不整合也是一种普遍起作用的油气贯通途径，它可以把不同时代的输导层、断裂等连接起来，组成区域性的运移通道网络。多套烃源岩生成的油气进入不整合后，可以沿不整合面向同一构造带运移，形成多源混合的油气聚集带。据不整合的成因差异，可细分为三个亚类：①削截不整合贯通（图 3－3c)，如塔里木盆地满加尔凹陷中、下寒武统和中、上奥陶统两套烃源岩生成的油气，在石炭系底界这一区域性不整合面上形成汇合后向北运移，在塔北隆起轮台凸起南侧形成了不同期次、不同成熟度与不同相态油气的混合聚集；②超覆不整合贯通，如渤海湾盆地古近系底界的不整合面可汇聚古近系、中生界和上古生界生烃层系提供的油气，形成众多的古潜山油气藏（图 3－3d)；③平行不整合贯通，如鄂尔多

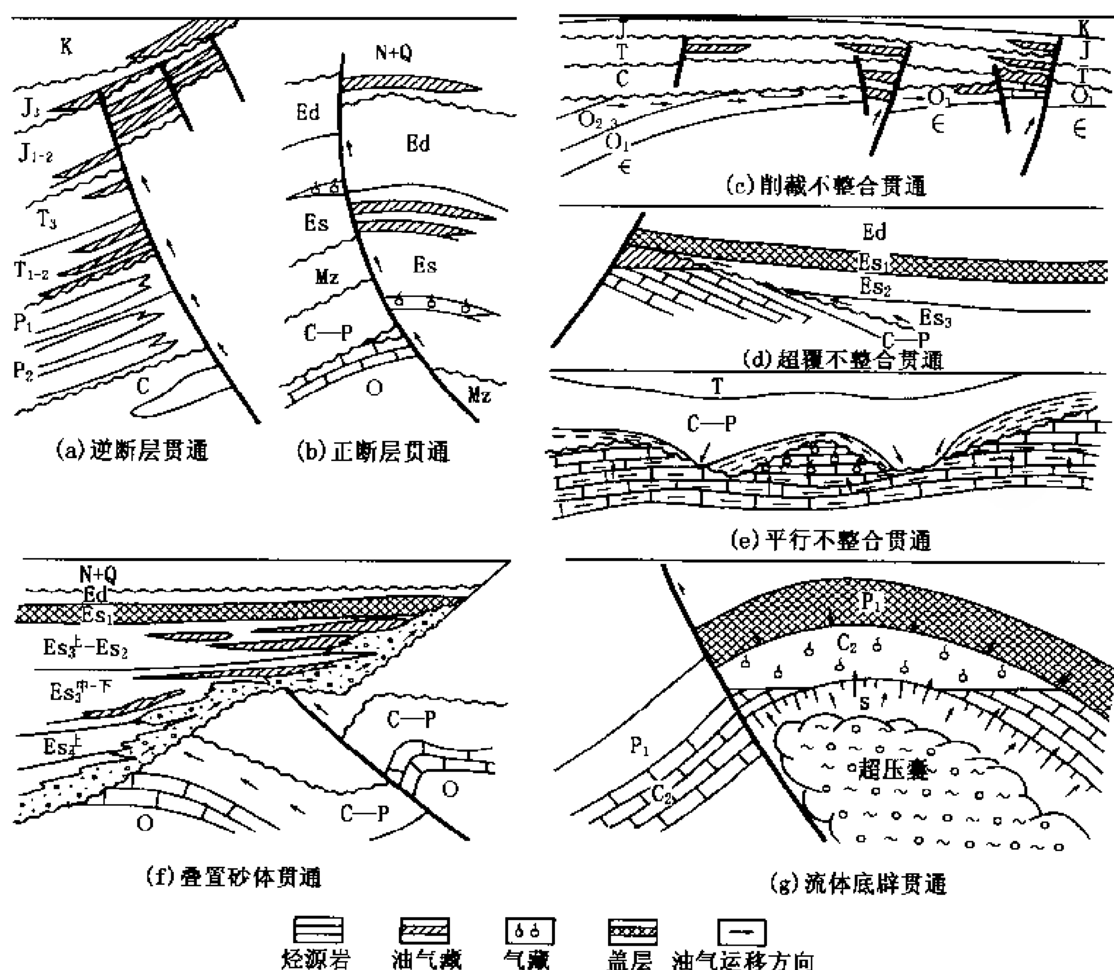


图3-3 含油气系统之间的连接通道类型

斯盆地下古生界沉积之后，经历了区域抬升运动，形成广泛分布的不整合，其中下古生界顶部的风化壳构成了输导和聚集上古生界煤成气和部分奥陶系自生油型气的有利空间，从而形成了中部大气田（图3-3c）。

3. 砂体叠置贯通

在临近物源区的盆地边缘部分，多时代的不同类型砂体连续叠置，既可作为有利的油气储集体，也可以构成连接两个不同时代含油气系统的通道。渤海湾盆地辽河西部凹陷、大民屯凹陷及冀东地区的南堡凹陷等因紧临燕山主物源区，古近纪湖盆深陷期和萎缩期都有多种成因的砂体发育，不仅是有利的油气储集体，而且多期叠置的砂体还与断层一起组成了油气向上运移的主要通道（图3-3f）。柴达木盆地茫崖坳陷古近系和新近系沿阿尔金山和昆仑山前发育有五种不同成因类型的砂体，在时间上连续发育，空间上叠置联片，既是主要的油气储集体，也是油气运移的重要通道。

4. 流体底辟贯通

流体底辟作为一种重要的油气运移通道，近年来受到人们的重视，并在指导我国东部近海油气勘探实践中获得了重要进展。莺歌海盆地中部发育一系列规模较大的底辟构造群，

过去多认为是“泥底辟”，近年来随着地质资料增多和地震处理手段的改进，发现是“活动热流体底辟构造”。流体底辟构造核部为可供油气向上窜流的裂缝带，因充满低密度流体，在地震剖面上表现为杂乱反射或弱反射。依据这一特征，在莺歌海盆地 ZD22－1 构造上钻探，发现了一个大气田。渤海海域蓬莱 19－3 构造钻探亦证实，地震剖面上浅层的弱反射是天然气聚集（“气晕构造”）或流体向上窜流的通道（“烟囱构造”），而不是过去人们所担心的岩浆侵入体。

南海和渤海能够发现流体底辟通道有两个有利条件，一是生烃层系年轻，油气正在通过裂缝带向上窜流；另一个条件是地层埋藏较浅，在目前地震分辨率比较有限的情况下仍有比较清晰的显示。埋深较大或不再活动的底辟通道一般难以直接识别或证实，但从其成因机制分析，流体底辟贯通可能是含油气系统之间的一种重要贯通方式。中国含油气盆地普遍存在地层异常高压现象，从古生界至新生界均发现有异常压力分布。当地层压力升高达到岩石破裂极限时，就可能导致流体封存箱顶板破裂，使封存箱内的流体涌至箱外（Hunt，1990），如川东地区石炭系气藏的两个气源层（二叠系和志留系）均存在异常高压，压力系数可达 1.89，封存箱破裂引起油气混相涌流可能是志留系烃源岩垂向排烃并运移至石炭系聚集的主要方式（图 3－3g）。

五、含油气系统边界的综合性

含油气系统是地下的三维地质单元，因此它是一个有限范围的系统。对含油气系统准确定界，可以帮助我们准确预测油气资源总量、圈定可能存在油气聚集的最大范围以及圈定最有效勘探范围。

对两个或两个以上含油气系统间存在油气串通和混聚的情况下，含油气系统边界的确定则应在对每一个系统的边界作具体圈定的前提下，根据各系统油气交换和窜通量的大小，合理考虑，合并划分，这时系统的边界应取二者的最大外边界的包络线。同时要考虑含油气系统的三度空间范围，即垂向边界与侧向边界两个方面。

1. 含油气系统的垂向边界

含油气系统的垂向边界主要是区域性盖层，或由呈区域性或局部性分布的异常高压带所限定。区域盖层的连续性和封盖性越好，形成含油气系统边界的可能性就越大。从岩性来说，以膏盐岩、大套连续延展的深—半深湖相泥岩、浅海—潟湖相泥岩、膏泥岩以及含泥质的碳酸盐岩都是比较理想的盖层。像准噶尔盆地上三叠统白碱滩组湖相泥岩，分布稳定，封闭性好，分布范围大，占当时湖盆范围的 85%以上。柴达木盆地西南坳陷渐新世—中新世（E_3—N_1）湖盆也发育了很广泛的泥质灰岩、灰质泥岩沉积组合，其中浅湖—半深湖相沉积占湖盆总面积的 90%以上，也是很好的区域盖层。

含油气系统垂向封盖的另一个条件就是异常超压带的顶界和底界。异常压力封存箱在世界范围的沉积盆地中都广泛发育，是一个四周被封闭并与周围压力系统明显不同的三维地质体。在考虑异常压力封存箱顶界作为含油气系统边界的时候，不能忽视箱内流体伴随着箱内压力的增加而发生间歇性外泄的可能性。从含油气系统的客观划分与评价来说，有时我们确定了异常压力封存箱的边界，但并不代表确定了含油气系统的边界，还要考虑间歇性释放所排出箱外流体的去向与聚集位置。

流体异常压力封存箱的底界通常是一个岩性地层单元的分界面，一般是一个比较致密的连续性比较好的岩性段。侧向的封闭可以是顶或底界封闭层的侧向收敛或合并，也可以是沿着大的断裂带所形成的与断面平行的矿化带。

2. 含油气系统的侧向边界

决定油气侧向运移范围的因素很多。大体可归纳为以下几种类型：渗透层尖灭带、断裂带与地层剥蚀尖灭带和隆起带。

（1）储集体的上倾尖灭线或渗透层的上倾陡变带

将储集体的上倾尖灭线或渗透层上倾陡变带作为含油气系统的边界是显而易见。因为油气只能在有孔隙并允许流体在其中运动的储集体中发生运移，如果能够通过高精度层序地层分析与等时框架内的沉积环境与微相研究并借助储层描述技术，有效地将与生烃灶或运移油气有密切联系的储集体的几何形态与起伏变化确定下来，尤其是储集体上倾尖灭线空间位置的准确落实，就很容易把含油气系统的侧向边界勾绘出来。

塔里木盆地满西地区哈拉哈塘凹陷发育寒武系和下奥陶统两套有效烃源岩，对生烃凹陷主力烃源岩生烃历史分析表明，油气大量生成于海西晚期，并在喜马拉雅晚期有调整。来自于寒武系—下奥陶统的油气在中上奥陶统碳酸盐岩储层与泥岩盖层组合中形成了一部分油气聚集。目前在该层系中已经发现了英买1、英买2井、乡3井和羊屋2井油藏或低产油流。同时，一部分油气沿切入生烃灶的断裂向上运移，进入石炭系底部的东河砂岩，然后发生向上倾方向的侧向运移，并在储层上倾尖灭线附近形成聚集。上述两个含油气系统共同的东南边界主要由石炭系东河砂岩（C_1d）尖灭线圈定（图3－4）。

（2）大型隆起带的脊线

油气作为流体在地下主要靠浮力和水动力的驱使，发生由高位能区向低位能区的运移。通常情况下，油气从构造低部位运移到高部位以后，很难再越过构造脊线发生由高部位再向低部位的运移，亦即“翻山越岭”式的运动。因此，在以生烃灶为中心、以油气运移所能波及的区域为半径的范围内，如果存在大型隆起带，隆起的脊线就是油气运移终止的边界。这样的例子在塔里木盆地塔中隆起与巴楚隆起、准噶尔盆地陆梁隆起、渤海湾盆地一系列富油气凹陷内以及莺—琼盆地崖13－1大气田的形成中，都可见到以构造隆起脊线作为油气运移终止边界的实例。

（3）大型断裂带

断裂在油气运聚中的作用往往是多变的，这取决于断层的性质、断层活动造成的滑抹、沿断裂带的胶结作用程度以及在油气大规模运移阶段断层的活动状态等。一般而言，逆断层、高角度的走滑断层以及在适度砂泥比（砂泥比在30%～50%）剖面中发育的正断层都可能因为断面密闭、断面两侧地层岩性的陡然变化与断层滑抹（Smearing）而形成遮挡，成为油气运移的边界。一些大型正断层在活动期往往呈开启状态，是油气运移的通道。但停止活动以后，沿断层破碎带地下水的活动往往形成矿物质的过度沉淀，产生矿化胶结带，可以成为随后发生的油气运移的边界。实际上，在已经发现的大量油气聚集中，有相当一部分油气藏就是因为在储集体的上倾方向受到断层的封堵才得以聚集成藏的。这从一个侧面说明断层带的确是地下流体运动的一种边界。

塔里木盆地台盆区轮南凸起和库车坳陷南斜坡上海相与陆相油气系统的边界就是一个很

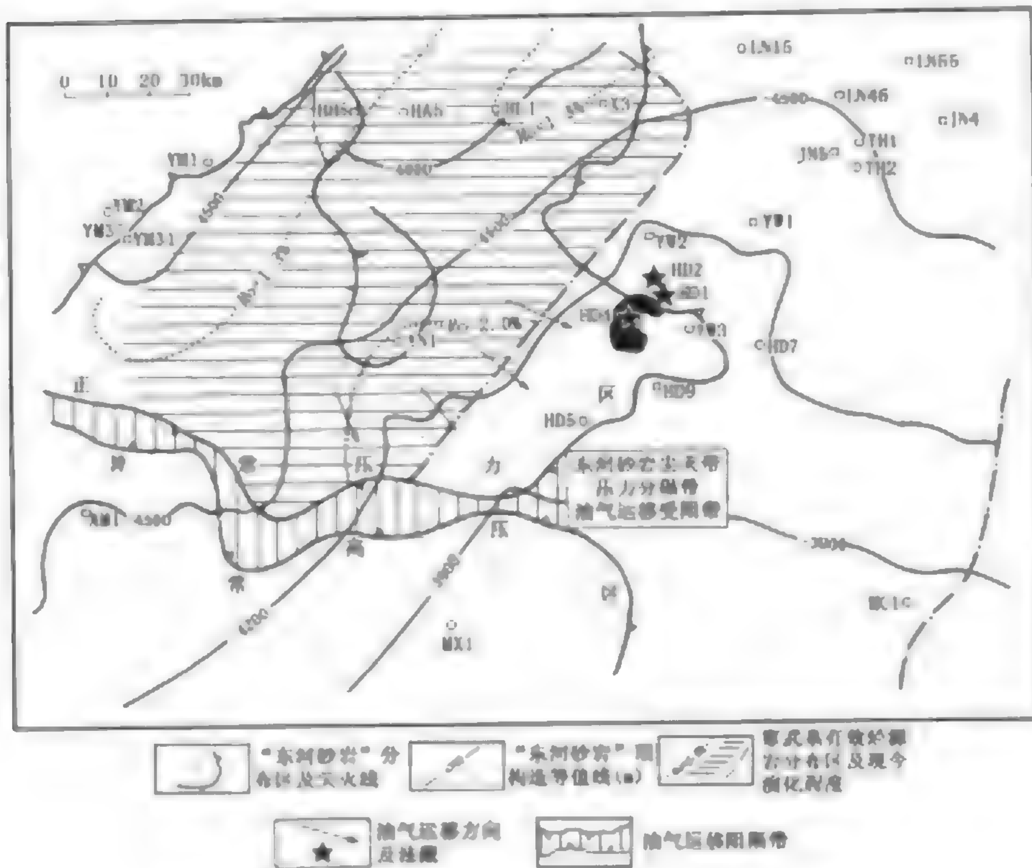


图3-4 塔里木盆地满西地区含油气系统平面分布和剖面特征图

好的例子。来自南部古生界生烃灶中的海相油气与来自北部库车坳陷三叠—侏罗系的陆相油气在此形成混聚共生，但海相石油系统与陆相石油系统基本上可以清楚划界（图3-5）。

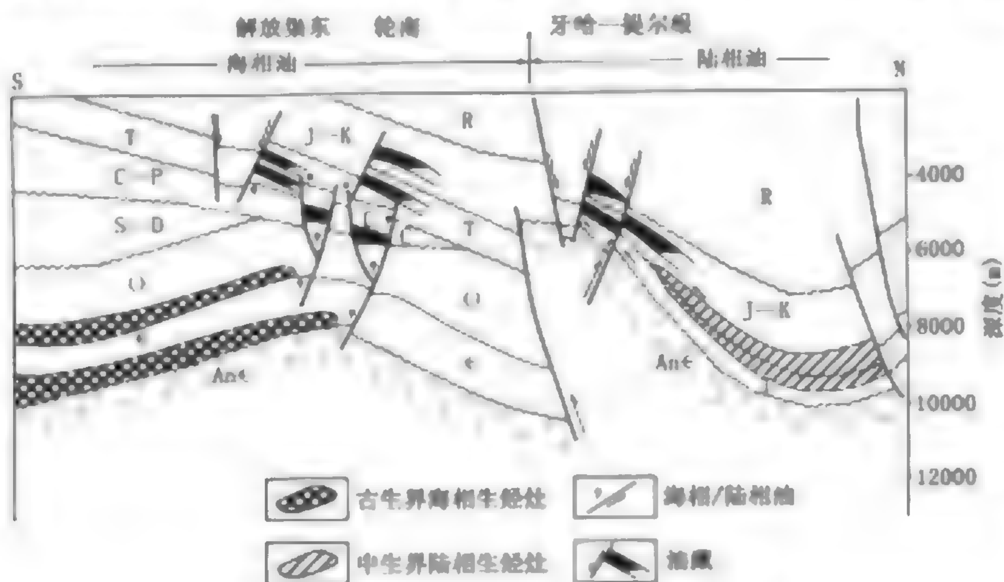


图3-5 塔里木盆地吉拉克—牙哈油气成藏模式图

中生界层序中晚期正断层的阻挡是分割两个油气系统的天然边界。

（4）地层剥蚀尖灭带

地层剥蚀尖灭带往往也是含油气系统边界确定的重要条件，尤其是在那些储集体受到剥蚀削截，而且不整合面以上的超覆沉积又具有良好封闭性的范围，形成油气聚集的可能性就更大，这时地层剥蚀尖灭线就是油气运移的边界。

第三节　复合含油气系统的概念、内涵与划分

由于叠合盆地含油气系统的复杂性，L. B. Magoon 等的简单（或独立）含油气系统的概念已经不能满足我国叠合盆地含油气系统研究与评价的需要，结合叠合盆地含油气系统的基本特点，提出了复合含油气系统的概念和研究评价方法。本节将简单讨论复合含油气系统的概念与内涵，并就复合含油气系统的命名、划分提出建议，为复合含油气系统评价方法的建立打下基础。

一、复合含油气系统概念与内涵

如前述，由多期继承或跨越重大构造期（如早古生代被动大陆边缘或具差异沉降的克拉通内坳陷与晚古生代或中新生代前陆或陆内坳陷的叠合）的多套生烃源岩层系在一个相对统一的负向地质单元内集中发育，并在随后的继承发展中，出现多期生烃、运聚成藏与调整改造的变化，从而导致两个以上含油气系统的叠置或交叉，一部分油气在系统间存在窜通和混合聚集，形成了复合含油气系统。复合含油气系统从内涵来讲，包括以下几方面内容。

1）由两个以上相对独立的含油气系统构成，每个系统都有相对独立的油气藏形成，同时又有部分油气运移到系统以外，在二者共享的区带和目标中形成混合聚集。

2）复合含油气系统的形成有多个关键时刻，这包括了各生烃层系大量生烃和成藏的时间，也包括已经聚集油气藏发生调整变化向新圈闭中再次聚集的时间。因此，对这类含油气系统形成过程的恢复与空间范围的准确圈定，需要以“顺藤摸瓜”的思路，从最下部的生烃层系第一次大量生烃和排烃的确定开始，然后以退步的方式，站在随后逐项出现的各关键时刻所决定的时间界面上，通过建立各成藏地质要素与作用过程在空间中的组合关系，达到追踪油气运移的全过程，并有效预测油气聚集位置的目的。

3）两个重叠或交叉叠置的含油气系统在形成演化过程中往往共享了某些成藏地质要素与作用过程，如统一的区域性盖层、共同的上覆层、共同的运移通道与可供油气聚集的区带和宿住空间（多类圈闭）。因此两个含油气系统的形成演化在某一时间段之后会出现相似性甚至一致性。

4）含油气系统的“复合”首先是强调两个在空间位置上完全重叠或交叉分布的含油气系统之间存在部分烃类流体的交换。因此需要将二者独立形成的与窜通混合形成的油气藏归入一个系统，并以两个生烃灶所形成的独立的油气聚集与混合聚集所涉及的最大空间边界作为复合含油气系统的边界。其次，也包括两个系统共享某些成藏要素与作用过程。因此两个含油气系统的生烃演化历史、油气运移方向、通道、主要聚集区带与油气分布规律

都存在一定程度的相似性。这为在两个系统中基于它们的共性，选择使用相对统一的思路、分享地质认识和使用有效的勘探技术组合创造了条件。

二、复合含油气系统划分与命名

1. 复合含油气系统的划分

复合含油气系统的划分遵循四项原则。

1）共性原则。即两个存在复合关系的含油气系统一定共享了某些成藏地质要素与作用过程。它们在成藏过程、油气分布与油气交换空间范围等方面的有机关系，是将它们划归为统一的复合含油气系统的重要参考要素。

2）流体存在交换但无大规模散失原则。两个含油气系统存在复合关系的判别关键是烃类流体存在交换。因此，基于生烃灶和区域性盖层所限定的空间范围划分的独立含油气系统，不能准确地把生烃灶所形成的油气聚集都包络在系统的边界以内。因而由含油气系统划分对油气资源潜力与油气空间分布作出的评价就有不确定性。同时，复合含油气系统在形成过程中没有油气的大量破坏，否则就归入复杂含油气系统。

3）实用原则。即复合含油气系统的划分，既要满足包络两个以上含油气系统中烃类流体运动最大空间范围的目的，也要满足勘探家对勘探目标区含油气丰度、资源总量与勘探目标把握性的评价需要。

4）有限范围原则。即一个复合含油气系统不可能、也不应该包括很多个含油气系统。当多个含油气系统存在交叉或叠置关系时，应根据构造背景、盆地类型与演化阶段，有机质热成熟演化的相似性、烃类相态差异与油气分布规律的一致性，尤其是对于发生窜通的油气主要聚集层位与空间范围的判断，作合理的切分，划入两个复合含油气系统会更好。如鄂尔多斯盆地古生界海相—海陆过渡相含气系统，发育下古生界与上古生界两套生烃源岩层系，都形成了天然气聚集，而且上古生界天然气还向下运移到了下古生界奥陶系风化壳储层中，成为靖边大气田的主要供气源岩。古生界之上发育有中生界三叠系延长统三角洲—侏罗系古地貌含油气系统。延长统湖相烃源岩分布范围广泛，不仅在与烃源岩侧变的三角洲—水下扇砂体中形成了自生自储的石油聚集，而且油气还上窜至侏罗系的河道砂岩中，形成次生油气藏。这两套系统明显可以分出古生界含气系统与中生界含油系统。二者在空间分布上有很好的叠置性，但由于烃类相态、烃类聚集与分布的主控因素差异明显，则可以划分为上部中生界复合含油气系统与下部古生界复合含气系统。这样则更有利于勘探家分层系对油、气分布特征的总结，有利勘探目标的评价与勘探技术的选择和使用。

复合含油气系统划分的关键是既要确定含油气系统间存在复合的关系，又要标出它们的空间外边界。一般而言，复合含油气系统的边界可能是以下七种之一或它们的共同组合。

1）盆地边界：在前陆冲断带等存在大规模逆掩作用的地区，复合含油气系统的边界还可能在现今盆地边界之外。

2）区域封盖层边界：两个含油气系统若发生“共盖”复合，区域封盖层的展布范围就决定了复合含油气系统的边界。

3）储集体尖灭带：若两个含油气系统发生了“同储”或“交叉”复合，储集体尖灭带（线）往往是其主要边界。

4）流体运移外边界：两个含油气系统的最大运移外边界一般并不一致，常取最大外边界作为复合含油气系统的边界。但若在保存期发生了较大规模的改造、调整与再分配，边界的确定应依过程追踪的实际结果而定。

5）区域性断裂带：区域性断裂在盆地构造、沉积演化过程中常发挥重要作用，在后期休止时期常成为流体运动的屏障。

6）大型构造隆起的脊线与大型地层剥蚀和超覆尖灭带也是含油气系统划分的边界之一。

7）对于平缓油气聚集区，层内、层间阻流带也是流体运动的边界。

2. 复合含油气系统的命名

复合含油气系统也存在确定性的等级问题，需要在命名时予以特别提示。复合含油气系统的确定性依组成复合含油气系统的各含油气系统的确定性而变化。同时还要考虑含油气系统复合关系的确定性。当组成复合含油气系统的各含油气系统的生烃灶位置、与已经发现油气藏的亲缘关系、系统的空间范围以及系统间油气窜通范围、混源油气藏位置与两个以上的含油气系统所共享的要素条件和作用过程、油气分布的基本规律都有充分的证据，并能用工业制图的方式反映其展布的时候，我们可以把这类复合含油气系统称为已知的复合含油气系统，并在命名之尾加注（!）号。而当其中的复合关系，组成复合含油气系统的各系统的确定性依次降低时，可根据 L. B. Magoon 和 W. G. Dow 推荐的命名规则，将复合含油气系统用可能的（·）和推测的（?）符号标注，以反映复合含油气系统划分上存在的不确定性和风险。而当组成复合含油气系统的复合关系、各系统的确定性不在同一个等级时，如一个相对独立的系统是已知的，而另一个是推测级别的，这时应在复合关系、已知和推测系统之后分别标注，并在复合含油气系统命名之尾标注复合含油气系统总的确定性级别。例如，经过勘探和地球化学研究证明，在准噶尔盆地西北缘玛纳斯湖坳陷存在二叠系已知含油气系统，且来自二叠系的油气在生烃凹陷东、西两侧不仅形成了二叠系自生自储的油气藏，而且分别沿多期叠置砂体、不整合与断层上窜至三叠系、侏罗系和白垩系，形成一系列大中型油气田。除此之外，有迹象显示，凹陷的深部位还存在至少是中晚石炭世的生烃凹陷，并很可能为已经聚集的油气藏提供了油气，只是由于没有直接的钻井和地球化学分析资料，目前尚难肯定。如果石炭系的生烃和提供油气的潜力存在，油气肯定会沿断层上运到浅层形成油气藏。因此就石炭系来说，生烃灶的范围还难于准确圈定，在上覆二叠、三叠与侏罗、白垩系中的窜通情况目前因资料不充分而难于肯定。所以就石炭—二叠系的复合含油气系统来说，二叠系含油气系统是已知的（!），石炭系含油气系统则是推测的（?），二者之间存在的复合关系和范围目前还处于可能阶段（·）。因此对这类复合含油气系统的总命名应就低不就高，取可能级别来标注，对各含油气系统的确定性则应按实际情况，分别标注。对如上所述的准噶尔盆地玛湖坳陷所发育的复合含油气系统，可以“准噶尔盆地玛湖石炭系（?）—二叠系（!）+石炭系—白垩系继承型复合含油气系统（·）”的命名来表示。使用者可从中很容易发现复合含油气系统的构成中各部分可靠性的高低。

复合含油气系统的命名在考虑以下几方面因素：①组成复合含油气系统的各含油气系统的生烃灶时代。两个以上生烃灶按由老到新的顺序，中间以“-”连接。②油气窜通和

聚集的主要层位。两个以上的储集层位，按由老到新的顺序，中间以“—”号连接。生烃灶和油气储集层位之间以“+”号连接，储集层位列生烃灶之后。③复合含油气系统的类型以继承型、延变型、改造型为主要类型。④复合含油气系统的确定性，应包含复合含油气系统的确定性与组成复合含油气系统的各半独立含油气系统的确定性两个层次。⑤复合含油气系统的地理位置，放在整个命名的最前部。例如，对于一个以“准噶尔盆地玛湖石炭系（?）—二叠系（!）+石炭系—白垩系继承型复合含油气系统（·）”的命名，说明所表述的复合含油气系统发育于准噶尔盆地的玛纳斯湖坳陷，主要的烃源岩为二叠系和石炭系，其中二叠系生烃灶是已知的，石炭系生烃灶是推测的，油气窜通并储集于从石炭系至白垩系的多层系中。这是一个多期继承发育的复合含油气系统。考虑到石炭系生烃灶及相关油气聚集的不确定性，将该复合含油气系统综合定为可能的复合含油气系统。

所以，复合含油气系统的命名法则是“地域名称+各个含油气系统生烃灶时代（后缀确定性）与主要储油气层时代+某些关键特征提示+系统可靠性综合评价符号”。

第四节　含油气系统与油气成藏动力学

油气成藏动力学是近年来油气地质学家，特别是国内学者关注的热点。但不同学者对于成藏动力学内涵的理解相差甚远，至今没有形成一致的意见，本节试图对油气成藏动力学内涵和研究内容做一厘定，重点讨论油气成藏动力学与含油气系统的关系、油气成藏动力学的研究内容与方法。

一、油气成藏动力学的概念及其与含油气系统的关系

目前在国内文献中，“成藏动力学”这一术语的使用已经达到很高的频率，但不同学者对于成藏动力学内涵的理解存在较大差异，没有明确、统一的定义。

田世澄（1996）认为成藏动力学是以地球动力学为基础，以油气运移、聚集的动力学系统和过程为核心，把油气的生、储、运、聚、散连结成为一个统一整体，探讨盆地中油气生成、运移、聚集和分布规律，从而指导油气勘探工作。他同时提出了“成藏动力学系统”的概念，成藏动力学系统包括两个最基本的部分：一是成藏的最基本条件，诸如油源、输导系统、储层、封盖层、圈闭等及成藏的动力学条件；二是这些成藏条件和动力学条件在地质历史中有机地配合所发生的动力学过程及其结果。田世澄（1996）提出的成藏动力学系统在概念和内容上与 L. B. Magoon（1994）的含油气系统基本一致，两者的内涵上都包含了一切与油气有关的要素、作用和过程，但田世澄（1996）更强调成藏动力学过程本身，其系统划分及研究内容都是把成藏动力学过程特别是压力系统放在首位，而综合考虑动力源泉和油源特征进行分类。

国内油气成藏动力学的兴起始于“九五”以来中国地质大学的学者与中国海洋石油总公司学者完成的研究项目“南海北部大陆边缘盆地的活动热流体和油气成藏动力学及其地质背景”。郝芳等（2000）认为成藏动力学是综合利用地质、地球物理、地球化学手段和计算机模拟技术，在盆地演化历史中和输导格架下，通过能量场演化及其控制的化学动力学、流体动力学和运动学过程分析，研究沉积盆地油气形成、演化和运移过程及聚集规律的综

合性学科。杨甲明等（2002）认为广义的油气成藏动力学研究，泛指一切有关油气生、排、运、聚的机理性研究。狭义的油气成藏动力学研究，是指在某一特定的地质单元内，在相应的烃源体和流体输导体系发育的格架下，通过对温度、压力、应力、含烃流体等各种物理、化学场的综合定量研究，在古构造发育的背景上历史再现油气生、排、运、聚乃至成藏全过程的多学科综合研究，其目的是由油气成藏的动力学机理出发，进行区带和勘探目标的评价，并形成一套可操作的工作方法。张厚福等（2002）认为油气成藏动力学是以盆地为背景、以油气为对象、以油气系统为单元，研究油气生成、运移、聚集、保存的成藏动力学过程及其控制因素的学科。

尽管英文中的“kinetics”（化学动力学）和“dynamics”（动力学）在中文都翻译为“动力学”，但二者的含义有本质的不同。Kinetics（或 Chemical Kinetics）研究化学反应的速率和历程（或机制）及其影响因素，研究的是化学反应的过程，而 Dynamics（动力学）研究物体在力的作用下宏观运动的速率和机制，研究的是物质运动的物理过程。Kinetics 和 Dynamics 是两类在研究内容和研究方法上完全不同的研究领域。

实际上，对于油气成藏的内涵也有不同理解。从广义上讲，可以将油气生成、运移、聚集的全过程理解为油气成藏过程，因此，有些学者将油气生成动力学、油气运聚动力学以及油气藏保存与破坏动力学都包含在成藏动力学的研究范畴之内。但油气生成过程的研究与油气运移聚集的研究在其理论基础和研究方法上都有本质的区别，因此目前的研究更多的是将油气成藏过程限定为从烃源岩排出以后的二次运移和聚集过程，这就是狭义的成藏过程。因此，油气成藏动力学也可以分为广义的成藏动力学和狭义的成藏动力学，本章的成藏动力学即狭义的成藏动力学，指的是油气运移和聚集过程的动力学问题。按照这样的理解，成藏动力学就是研究烃类流体的运移、聚集、调整和破坏的速率、机制和过程的一门科学。它的研究内容主要是油气的二次运移、聚集、调整、破坏的动力、机制和过程。

油气成藏动力学与含油气系统具有如下关系：

第一，含油气系统研究的是宏观层次上油气藏的形成与分布规律，而成藏动力学主要解决油气藏形成与分布的微观问题，是比含油气系统更深层次的研究，重点阐明和解决含油气系统的成因和过程问题及油气藏形成的机理问题，如油气运移聚集的动力是什么？含油气系统的油气藏在何时形成？含油气系统中的油气为什么这样分布等？

第二，成藏动力学是含油气系统研究的重要方法，它提供了研究含油气系统形成时间、油气运移流向等问题的研究手段。含油气系统模拟是目前含油气系统研究的重要手段，它是实现含油气系统地质过程恢复的主要途径，而成藏动力学正是含油气系统模拟的理论基础。

二、油气成藏动力学的研究内容和方法

油气成藏动力学涉及的内容十分广泛，从动力学本身的定义来看，它应该主要包括油气运移聚集的动力、机制和过程的研究。从含油气系统的角度来看，应主要是油气生成以后排烃的过程、二次运移的动力、二次运移的方向、油气运移和聚集的时间和期次、油气聚集以后的调整和改造过程等。从目前国内外的研究现状来看，主要集中在油气运聚的动力、油气运移和充注方向、油气成藏时间和期次等方面。

1. 油气运移聚集的动力研究

沉积盆地的地温场、地压场和地应力场是油气运移聚集动力的主要来源，它们是盆地油气成藏能量场的主要组成部分。“三场”研究是油气成藏动力学研究的重要内容（张厚福，方朝亮，2002）。在不同的能量场背景下，油气成藏的动力学特征是不同的。

地温场和古地温场不仅对油气生成动力学具有决定性的意义，而且对于油气的运移和聚集也有重要的影响，温度的变化是油气运移动力的来源之一。在沉积盆地中，温度的异常往往导致地层压力的异常，流体热增压作用是形成异常高压的重要原因。根据古地温反演的结果，可以获得沉积盆地不同时期地温梯度的分布、不同层系在不同时间的地温等值线图。这些图件是研究一个盆地地温场及其演化的基础图件。

地应力场是油气运移和聚集的又一个重要的能量来源。构造应力引起的构造运动可以造成地层原始倾斜的变化，形成断层和裂缝等油气运移的通道，为油气运移创造条件；构造应力作用在岩石上可以造成岩石的压缩和变形，从而引起孔隙流体压力的改变，直接影响油气运移和聚集，在库车坳陷异常高压的形成过程中，构造应力的贡献最为重要。

地应力场的研究在于搞清构造应力作用的时间和期次、构造应力的大小和方向以及不同时期构造应力场的三维分布。地质历史上不同时期古应力的大小可以通过地层岩样的声发射法测量得到（孙宝珊，丁原辰，邵兆刚等，1996），不同时期构造应力场的分布可以通过应力场的数值模拟得到（谭成轩，王连捷，孙宝珊等，1997）。

对于油气成藏来讲，压力场是油气运移动力的核心，地温场和地应力场都是通过改变地层的压力场来影响油气运移的。沉积盆地中，不论对于垂向运移还是侧向运移，地层压力场背景上的剩余压力（超压）是流体运移的主要动力。因此，异常压力的研究是成藏动力学研究的基本问题之一。

在沉积盆地中异常压力的分布是十分普遍的，对于油气运移和聚集有重要影响。异常压力的研究在于搞清盆地现今地层压力的纵横向分布，在异常压力成因研究的基础上建立压力演化模型和恢复盆地成藏期的古压力。

盆地现今压力场特征的研究方法较多，一般可以通过实测压力资料（RFT、DST 测试等）和声波测井资料做出地层压力随深度的变化图，了解地层压力的纵向分布和结构。声波测井资料计算地层压力采用平衡深度法（柳广弟，王德强，2001），地震资料反演研究地层压力的方法较多（云美厚，1996）。图 3－6 就是利用测井资料确定的黄骅坳陷地层压力的纵向分布特征，该盆地在纵向上可以明显地划分为四个具有不同压力特征的压力带，即静水压力带、第一超压带、压力过渡带和第二超压带，这一压力场的分布对油气运聚成藏有重要影响。

利用钻井、测井资料和地震资料可以研究地层压力的平面分布，表示压力平面分布特征的图件包括地层压力等值线图、剩余压力等值线图和压力系数等值线图。图 3－7 是黄骅坳陷沙一段压力系数等值线图，该图清楚地表明沙一中上亚段的压力系数明显高于沙一下亚段，在平面上，异常压力高值区位于歧口一带，向坳陷边缘异常压力逐渐降低。该图对于研究坳陷油气运移的规律有重要作用。

成藏期的古压力场对于油气藏的形成具有更重要的意义，古压力场的研究目前仍然是地质学中的一个难题。在地层压力的研究过程中，搞清异常高压的成因，对于建立异常压

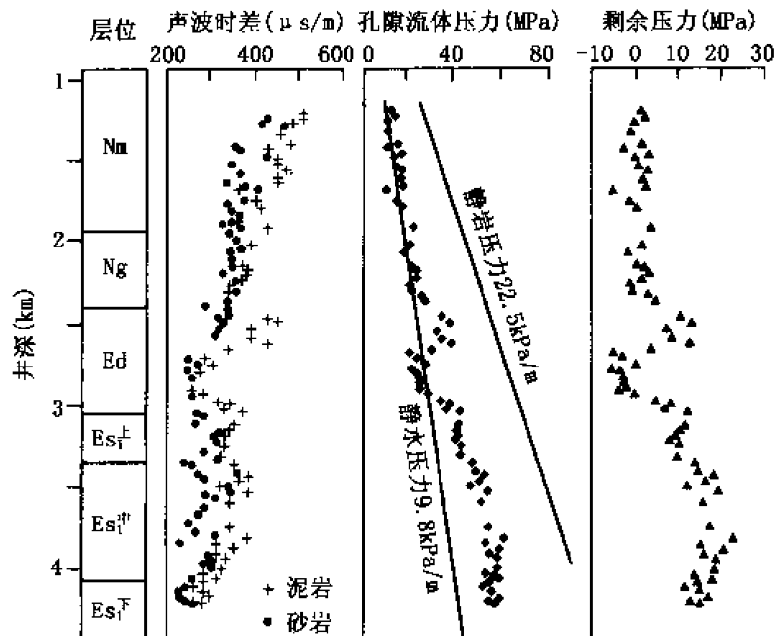


图3-6　黄骅坳陷港深47井纵向压力结构
(据柳广弟，王德强，2001)

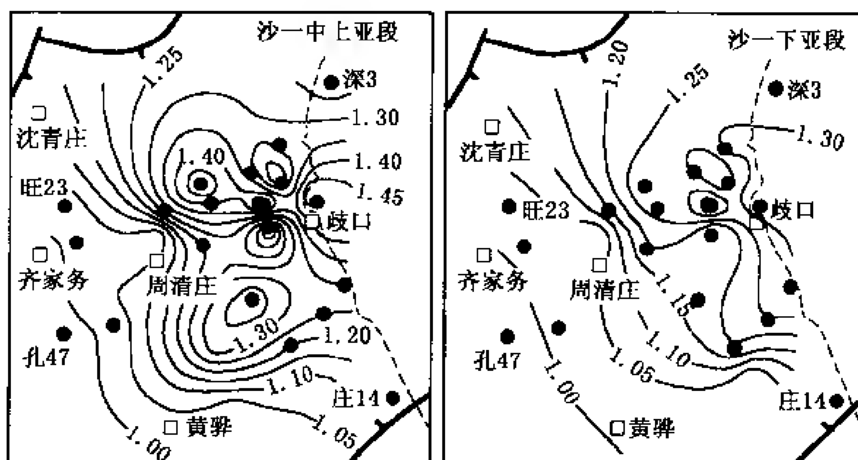


图3-7　黄骅坳陷沙一段地层压力系数等值线图（据柳广弟，王德强，2001）

力的演化模型，恢复成藏期的古压力具有重要意义。根据储层流体包裹体的分析研究古压力近年来有了一定进展（李善鹏，邱楠生，尹长河，2003；米敬奎，肖贤明，刘德汉等，2003；陈红汉，董良伟，张树林等，2002），但得到的古压力的精度一般不高。根据异常压力形成机理建立压力演化的数学模型模拟计算出盆地的压力演化历史，是目前古压力研究的另一种途径（王雅星，2004）。

酒泉盆地营尔凹陷是异常压力十分发育的一个沉积凹陷，根据对异常压力分布特征的研究发现，其异常压力的形成主要与下白垩统中沟组和下沟组上部一套以泥岩为主的致密

地层的封闭作用和新生代的快速沉积有关。这一套致密地层的封盖作用和新生代的快速沉积造成了致密封隔层以下地层的广泛欠压实，形成了下沟组下部和赤金堡组广泛发育的异常高压。因此，该凹陷异常高压主要是地层的封闭作用和新生代快速沉积引起的欠压实造成的。根据异常高压的这种形成机理，以现今超压幅度为依据，恢复了超压形成时间和演化历史，并求出了不同时期的古压力，做出了不同时期地层压力、剩余压力和压力系数等值线图（柳广弟等，2005）。

2. 油气运聚和充注通道与方向

油气总是沿阻力最小的方向运移，而油气运移的主要阻力是地层的毛细管力。毛细管力的大小主要取决于运移通道的连通性。因此，盆地中优势运移通道的分布对油气运移的动力学特征和运移方向都有重要的影响。

国家“973”项目“中国典型叠合盆地油气形成富集与分布预测”对油气运移的微观路径进行了模拟试验研究。研究表明，油在管状的运移孔隙介质模型中的表现可归结为三种模式：运移前缘基本水平，油柱发生整体运移的活塞式（图3－8a）；前缘几个指状路径竞相生长，但其根部不断为向上移动的油柱浸没的指进式（图3－8b）；单个路径不断发育，初始油水界面基本保持不动的路径式（图3－8c）。三种模式对应着不同的运移速度、效率和在路径上损失的残留油气量。

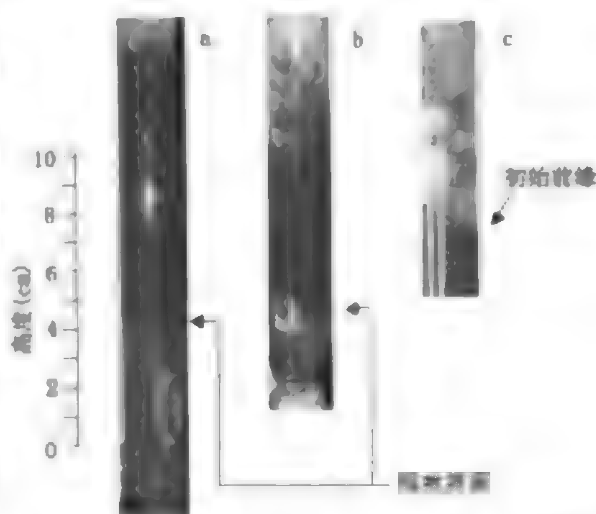


图3－8 油在孔隙介质中形成运移路径的三种模式

值得提出的是，无论何种模式的油运移路径，一旦路径形成且以后的运移独立条件相差不大，其形态和空间展布变化微小，一直到运移结束。在无注入油的条件下，各类运移模型下部的油水界面均表现为近水平的吸吮界面。

试验发现，在诸多的影响因素中，介质颗粒表面的润湿性对运移路径的模式起重要作用。因为润湿性不但决定了毛细管力的大小，还决定了其作用的方向：当孔隙介质亲水时，毛细管力对油的流动起阻力作用；而当介质亲油时，毛细管力则起着运移动力的作用。除此之外，还与岩石的颗粒粒度、流体性质、介质颗粒性质和注入压力等因素有关。

油气运移的宏观通道主要包括砂体、断裂和不整合面，这三种类型的运移通道可以在空间上组成不同类型输导体系。砂岩百分比图、沉积相图、断裂分布图、不整合类型与分布图都是输导体系研究的基础图件。作为油气垂向运移主要通道的断层的性质、封闭性、活动期等特征是断层通道研究的主要内容。

流体势分析是研究油气运移方向的重要方法。在同一个流体封存箱内，油气总是从高势区向低势区运移，并在流体势的低势闭合空间中聚集成藏。做出某一层位的流体势等值线图可以分析油气运移的方向和有利的聚集区。图3－9是营尔凹陷沙一段流体势等值线图，在该图上马棚口地区是高势区的中心，油气主要从该区沿等势线的法线从高势区向低

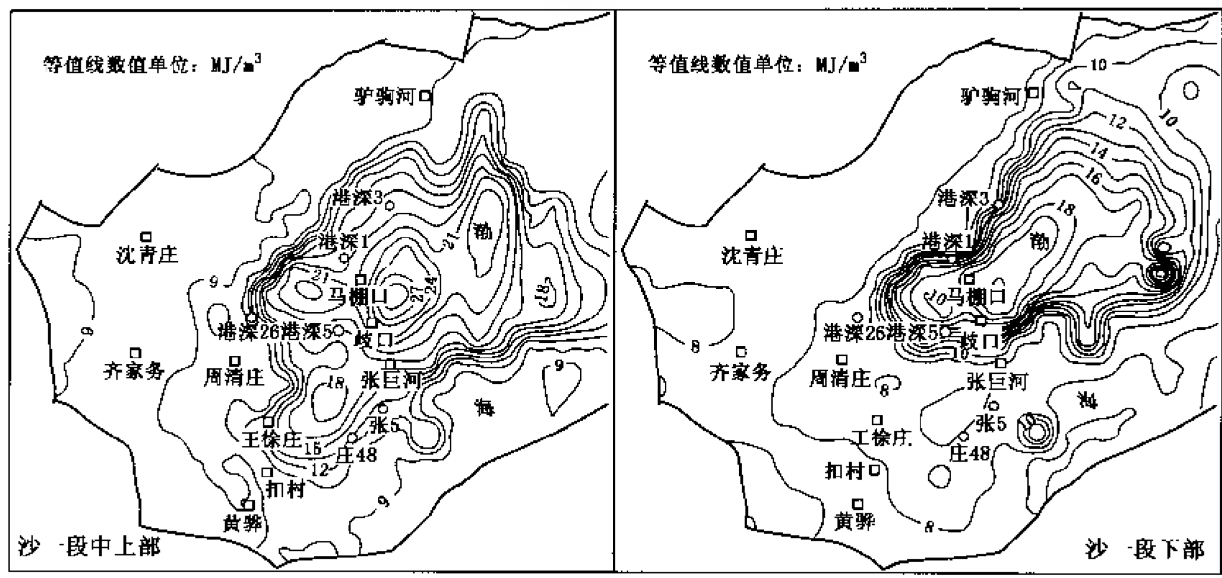


图 3－9　黄骅坳陷沙一段流体势等值线图（据王德强，柳广弟，2000）

势区运移，在沙一段中上部的周清庄地区和张 5 井一带，沙一段下部的港深 1—港深 3 一带和张巨河以东地区都是流体势的汇聚流指向区，是油气聚集的有利区域。

油藏地球化学方法可以追索油气运移和充注方向与路径。研究原油和含油砂岩抽提物的物性、成分和其他地球化学指标的变化规律，可以确定油气运移的方向和路径。除原油密度和轻重烃类组分的比例等传统指标外（张厚福等，1999），原油成熟度地球化学指标和原油中的含氮化合物在研究油气运移方向中得到了有效的应用。England（1991）用原油成熟度参数的变化规律研究了北海盆地居尔法克斯油田石油的运移和充注方向（图 3－10），

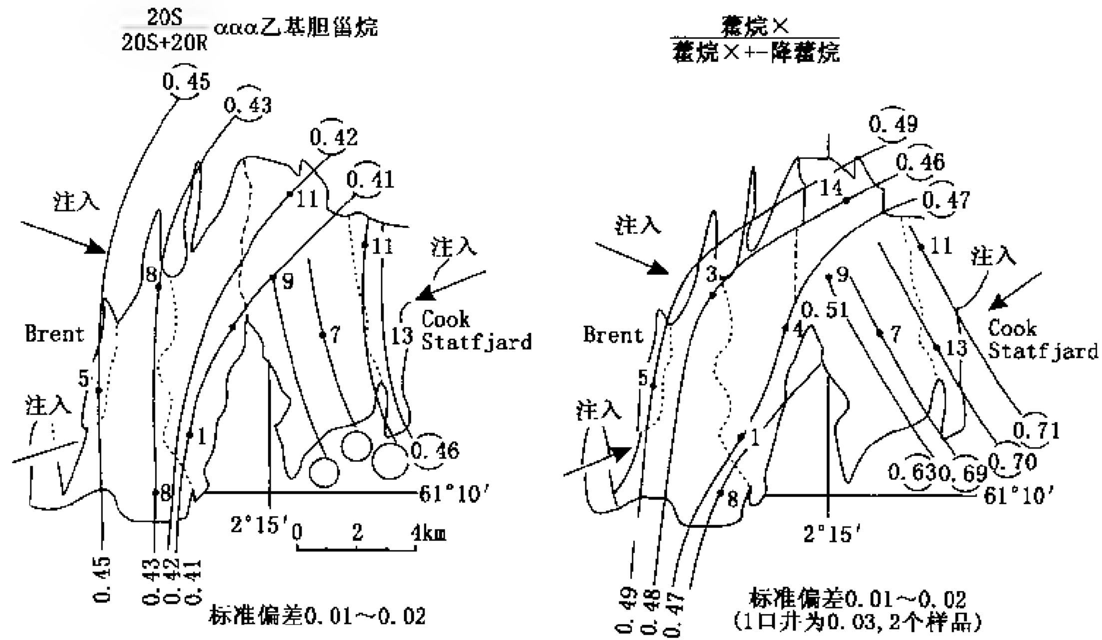


图 3－10　北海盆地居尔法克斯油田石油的运移和充注方向（据 England，1991）

柳广弟等根据原油含氮化合物含量的变化规律研究了焉耆盆地宝浪油田石油的运移和充注方向（图3－11），都取得了良好的效果。

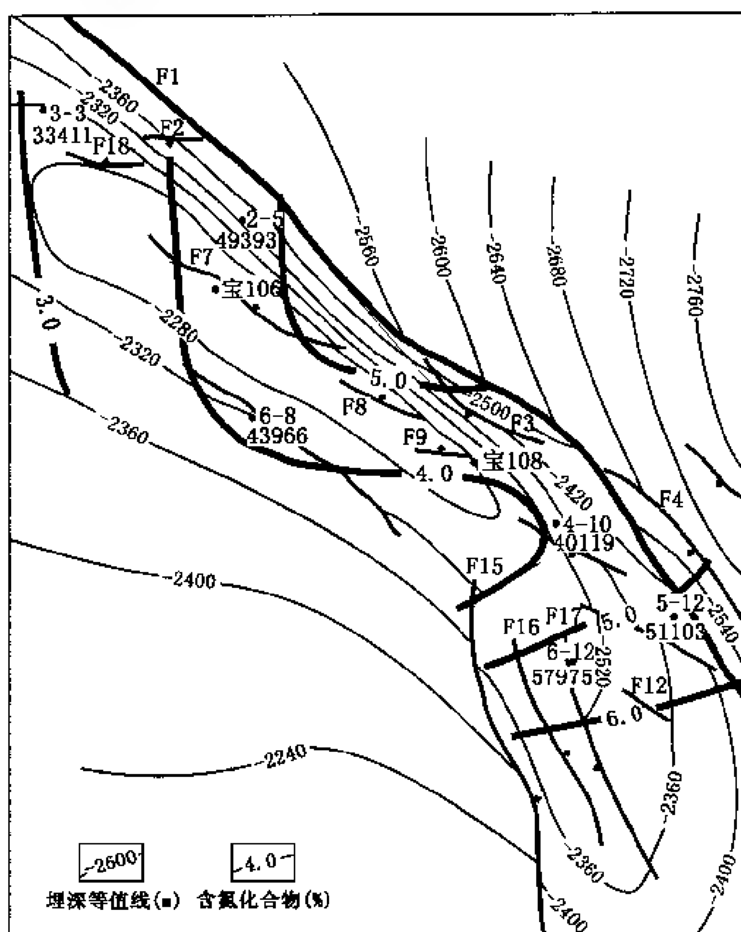


图3－11　焉耆盆地宝浪油田宝北区块三工河组原油含氮化合物含量与油气运移方向（据柳广弟等，2002）

3. 油气运聚与成藏的时间和过程

油气成藏时间是表示运聚过程的重要参数，也是含油气系统关键时刻的重要标志。目前成藏时间研究常用方法主要有烃源岩生排烃期法、油气成熟度法和流体历史分析法等。

一般情况下，油气生成的过程与油气运移和成藏过程是连续的，因此可以用烃源岩生排烃时间反映油气运移和成藏时间。根据烃源岩的成熟度模拟和生排烃模拟可以确定烃源岩的大量生排烃时期。将用地球化学方法确定的油气成熟度与烃源岩的成熟历史相结合也可以确定油气生成和成藏的时间。

储层流体包裹体的均一温度是目前研究油气运移与成藏时间的重要指标，均一温度是在实验室将两相的包裹体加热到转化为单一均相时的温度。在包裹体形成的温度不太高的情况下，可以用与烃类包裹体共生的盐水包裹体的均一温度近似作为包裹体的形成温度，也就是油气运移和聚集的近似温度。将包裹体均一温度与储层的温度演化历史结合起来可以确定成藏时间。

储层自生伊利石年代学分析是研究油气藏形成时间的重要方法。储层中自生伊利石的形成需要富钾的孔隙水环境，当油气进入储层的孔隙空间后，破坏了自生伊利石的形成环境，自生伊利石即停止生长，因此，根据储层中最小自生伊利石的年龄可以确定油气进入储层的时间。这一方法的应用效果主要取决于储层自生伊利石的分离纯度。

柳广弟等（2002）根据烃源岩的生烃史、油气成熟度、流体包裹体均一温度和储层自生伊利石年代学分析等方法综合研究了焉耆盆地侏罗系油气藏形成的时间。研究表明，焉耆盆地八道湾组烃源岩在地质历史上主要有两次生烃高峰，分别发生在侏罗纪末和古近纪晚期至新近纪。流体包裹体均一温度也显示101～110℃和121～130℃两个峰值。储层自生伊利石的同位素年龄主要集中分布在170～140Ma和120～100Ma两期。结合该盆地的地层

埋藏历史和地温历史可以确定该盆地有两个主要的成藏期，第一期发生在侏罗纪晚期至侏罗纪末，此时八道湾组烃源岩处于最大埋藏期，也是生烃史模拟显示的第一次生排烃高峰期，三工河组储层流体包裹体的121～130℃均一温度峰值、自生同位素年龄的170～140Ma都与此时期有关；第二期发生在新近纪晚期，此时是八道湾组烃源岩的第二个主要生排烃期；储层自生伊利石的同位素年龄显示的120～100Ma这一期主要与油气藏在白垩纪的调整破坏有关（图3-12）。

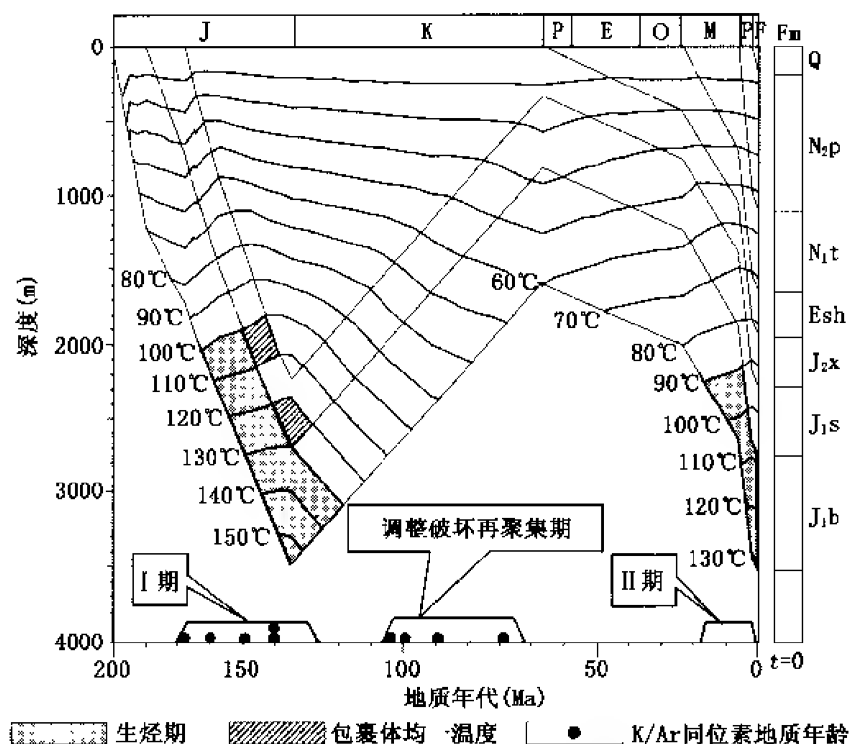


图3-12 焉耆盆地八道湾组烃源岩的生烃史（据柳广弟等，2002）

中国石油大学（北京）完成的国家“973”项目“中国典型叠合盆地油气形成富集与分布预测”利用储层运移沥青和流体包裹体特征对轮南地区石油的成藏期次和时间进行了研究。

该区早古生代地层中运移沥青按反射率可分为三期，这三期沥青反射率范围分别为：1.20%～1.35%、0.75%～1.05%和小于0.10%。应用沥青反射率，结合埋藏史及受热史推算，轮南低凸起沥青形成时期可划分为三个阶段：第一期形成时间为距今400—380Ma；第二期形成时间为距今130—25Ma；第三期形成时间距今小于25Ma。轮南5井早奥陶世地层中有第一期与第二期沥青；轮南10井与轮南46井见第二期与第三期沥青。由此可见，轮南低凸起早古生代地层中有三次较大规模油气运移与聚集：第一期发生在早泥盆世；第二期发生在古近纪—中白垩世；第三期发生在新近纪。

通过对储层流体包裹体的产状与形态、荧光特征、均一温度、与石油包裹体共生沥青特征及成熟度、包裹体成分、包裹体的形成压力等特征的综合分析对轮南地区早古生代碳酸盐岩储层中石油包裹体的形成期次进行了综合分析。研究表明该区古生界碳酸盐岩储层流体包裹体主要有三期（表3-1），这三期石油包裹体分布广泛，与区域性油气事件有关，

三期有机包裹体在捕获温度、捕获压力上存在明显差别，显示出不同时期油气运移的证据。三期包裹体的均一温度与奥陶系古地温演化历史的关系表明，这三期包裹体所反映的油气运移时间与储层三期沥青的运移时间基本吻合（图3－13）。

表3－1 轮南低隆起奥陶系碳酸盐岩石油包裹体的分期

期次	产状	荧光颜色	均一温度（℃）	共生沥青 R_o（%）	古压力（MPa）
Ⅰ期	白云岩次生加大边，方解石细脉、次生加大边	绿色、黄色、黄绿色	90～100	1.20～1.50	20～22
Ⅱ期	方解石细脉、次生加大边	黄绿色、绿黄色	120～130	0.80～1.0	23.5～25
Ⅲ期	方解石细脉	绿黄色、黄绿色	140～150	<0.05	33～36

三、油气成藏动力学与含油气系统模拟

油气成藏动力学是含油气系统模拟的理论基础，目前含油气系统模拟的核心理论是生烃化学动力学和流体（油、气、水）动力学。含油气系统模拟软件的发展也为油气成藏动力学的研究提供了强有力的技术支持。

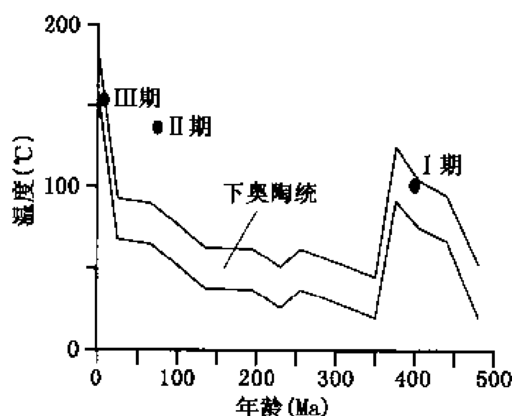


图3－13 轮南10井奥陶系温度演化与三期包裹体均一温度的关系

含油气系统模拟是在盆地模拟的基础上发展起来的，其核心内容仍然是“五史”模拟，即通过数值模拟方法再现盆地的埋藏史、热史（包括热流史、地温史和烃源岩的成熟度史）、烃源岩的生烃史、排烃史和油气运移聚集史，这“五史”也正是油气成藏动力学研究试图揭示的油气成藏动力学过程。

中国石油勘探开发研究院研制的含油气系统模拟系统DYMAPS在盆地模拟基础上，强调关键时刻油气成藏要素的空间配置组合关系，强调油气成藏事件的相互响应，通过关键时刻油气运移流线的模拟实现了油气运聚单元的自动划分和运移聚集过程的三维可视化。DYMAPS由4大项功能模块组成，即油气系统数据采集工具软件模块、静态地质要素描述模块、动态地质过程模拟模块和油气系统综合分析模块（张庆春等，2005)。这一含油气系统模拟软件可以实现盆地油气成藏动力学研究的基本内容。

第五节 复合含油气系统评价

叠合盆地的复合含油气系统不仅有多期生烃和成藏过程，而且上、下层系中的油气生

成、运移和聚集过程以及油气分布规律都有很大的差异性。这就使得基于 L. B. Magoon 和 W. G. Dow 所提出的"从烃源岩到圈闭"的一次过程分析法，很难客观评价中国叠合盆地所发育的含油气系统中的油气分布与潜力。因此，我们提出用复合含油气系统的概念去表述中国叠合盆地中多含油气系统叠置发育，并存在多期生烃、成藏、调整改造与系统间存在烃类流体交换的情况，以区别于 L. B. Magoon 等人所描述的具有一期成藏特点的简单含油气系统。

一、评价研究思路

要对复合含油气系统中多套烃源岩在多期生烃和成藏过程中形成的全部油气藏的现今分布位置有一个客观的评价，就需要站在各生烃层系大量生烃与成藏以及已经聚集的油气藏发生调整和破坏过程所决定的关键时间界面上，通过研究各类成藏地质要素与圈闭形成与分布的关系，一步一步把每个关键时刻形成的油气藏的位置都标注出来，并根据成藏要素的质量与组合规模、各类圈闭中可供油气"宿住"空间的体积与均质性，进行分类、分级评价，最后根据勘探目标含油气把握性、潜力规模与现有技术条件下的可钻探性和经济性，确定勘探方案。实现上述一整套含油气系统分析研究、划分评价与勘探部署的过程，被笔者称为"顺藤摸瓜"的研究思想。

图 3—14 是一幅说明"顺藤摸瓜"研究思路的图示。图中的花盆可以看作是复合含油气系统的生烃灶，花的枝干可以看作是油气运移的通道和过程，而绽开的花朵可以看作是成藏要素组合关系，亦即当有良好的匹配关系时，就可以结出果实，也就是有油气成藏的发生，否则就不一定有成藏过程存在。如不在油气运移路途上的空圈闭（Empty Trap），与虽然在油气运移"光顾"的地方，但不具备封闭条件或无储集空间的"假圈闭"（Waste Trap），这与并不是所有绽开了的花朵都一定能结出果实是一样的。而挂在枝头的果实可以比作地下客观存在的油气藏。对于地下由多期生烃和成藏，包括几经变动过程的油气藏分布的预测，应该说最有效的方法就是通过加强过程研究，一步步把历史上可能形成油气藏的位置都一一标注出来，并把历史上曾经形成后来又消失的目标剔除掉，把长期保留下来的、在历史中又得以加强的与新生的含油气目标都保留下来，并作分级标注。会使在复杂油气成藏地区的勘探找油气工作变得简单化、低风险和高回报，这是实现对复合含油气系统中油气藏

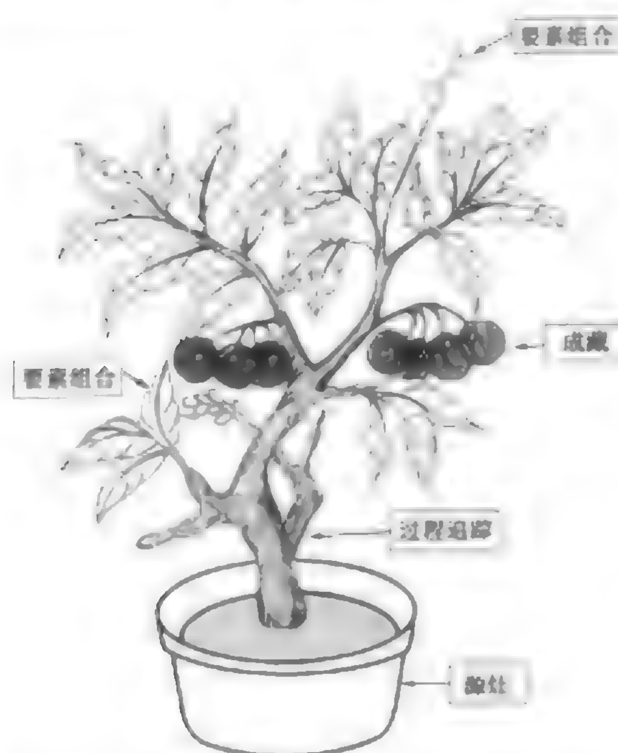


图 3—14 复合含油气系统的研究思路图（盆花模式）

分布客观预测和评价的重要途径。

在对中国叠合盆地中所发育的复合与复杂含油气系统的基本特征作了深入剖析和思考之后，笔者感到，要客观地确定组成复合含油气系统的各种独立含油气系统的空间范围与相互间复合关系，尤其是发生窜通的油气数量与空间运移范围，并能客观评价各系统内与复合系统中不同含油气区带的含油气丰度、规模以及各类圈闭含油气把握性等，实现“顺藤摸瓜”的研究思路，需要在含油气系统与油气成藏区带（Play）之间再插入一个评价单元，我们称之为油气运聚单元（Hydrocarbon Migration and Accumulation Unit），并将其定义为由一组油气运移汇聚流线确定的，并由油气运移分隔槽与油气运移最大空间外边界圈定的、可供发生油气运移和聚集全过程的三维地质单元（图3－15），介于含油气系统与油气成藏组合之间。一个含油气系统至少包括两个以上的油气运聚单元。油气运聚单元是一个含油气系统中油气聚集发生的主要地区，也是有利勘探目标选择的重点靶区。

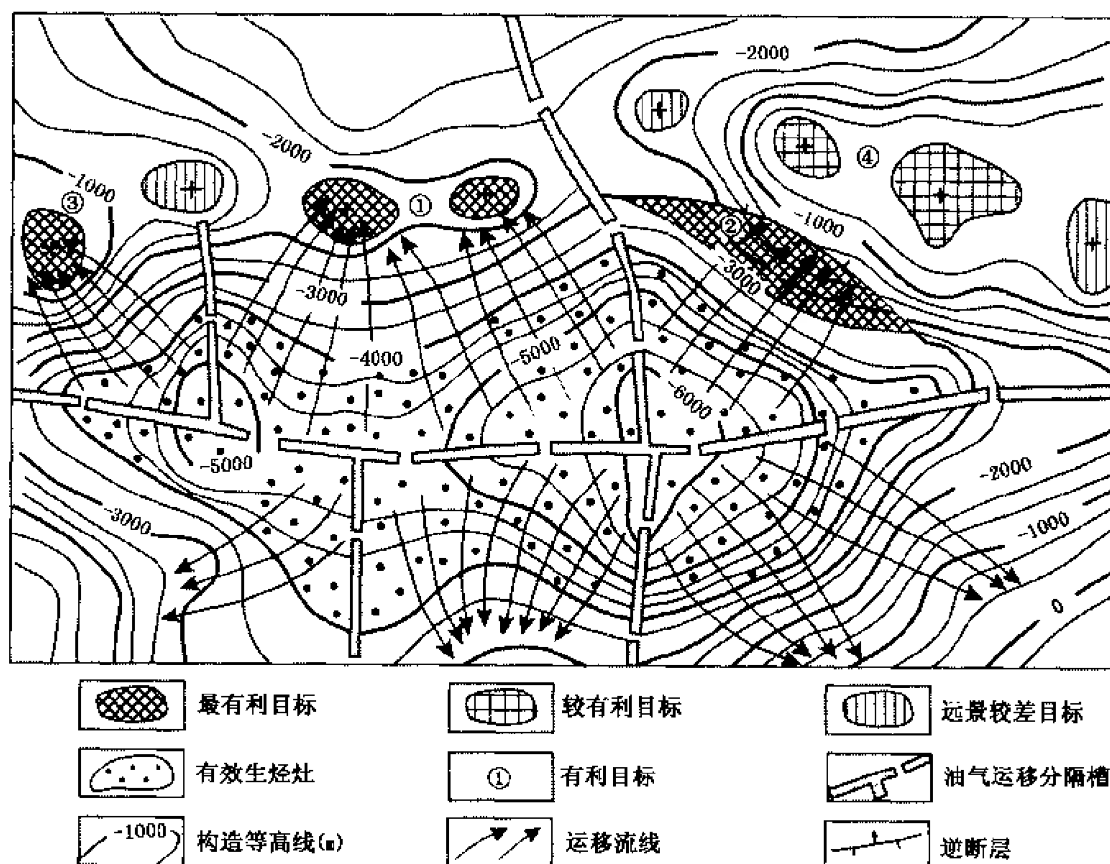


图3－15　油气运聚单元与相关术语的含义

二、评价研究流程

复合含油气系统评价是含油气系统研究最重要的内容之一。评价的目的，不仅要相对准确地圈定复合含油气系统的空间范围，而且要通过过程恢复，对系统中最富集的油气运

聚单元与其中最有利的油气聚集区带和目标都能客观分级评价。此外，复合含油气系统评价的另一项任务就是通过过程研究，把系统内油气资源空间分布范围确定下来，使得在这一范围内对油气资源总量的预测更准确，同时也无异于剔除了很多无效勘探范围。很显然，只有在含油气系统的边界以内，亦即历史上曾有油气“光顾”的地方开展勘探工作，才有可能发现油气藏。

做好复合含油气系统的评价，过程重建是关键，工作量相当大，但要抓住关键环节，注意在关键环节上对最重要的内容做最细致的和最系统的研究工作。而最关键的环节和最重要的工作是以过程恢复为主线，做好“六定”工作。

“一定”首先是定源，即对生烃灶的空间位置（包括层段与平面分布）、生烃量规模与潜力（即烃源岩质量和潜力）、生烃历史等要准确定位，从中理出烃源岩大量生烃和排烃的关键时刻。如果一个复合含油气系统中有两套以上的生烃层系，对“源灶”的研究首先应从最老的生烃层系开始。在确定其空间分布范围后，首先从第一次大量生烃期的确定开始，研究其在随后生烃史的变化，包括进入生气期的时间、因抬升而终止生烃过程的时间或再埋藏转入二次生烃的时间等，研究烃源岩生烃量在时间坐标上的变化，研究不同演化阶段有效烃源岩的平面分布范围，找出大量生烃的时间段与地域范围。对复合含油气系统中的第二套和第三套烃源岩的生烃历史与大量生烃期及成熟烃源岩空间范围的判识基本上可按对第一套烃源岩生烃历史的分析程序进行。当把系统中所有烃源岩大量生、排烃的时间都准确标定之后，接下来就要看几套烃源岩大量生油、生气与进入过成熟时间段的重合性，从中筛选最有共性的时间段，作为主要控制时间段，即主要生、排烃关键时刻。

有效烃源岩评价是含油气系统研究与评价的重要基础工作。主要研究内容包括以下四方面：①综合应用沉积学、层序地层学和有机地球化学方法，查明烃源岩的层位、沉积环境和平面厚度变化；②通过采样分析，确定各生烃层系的有机质丰度、类型和热演化程度，并根据烃源岩评价标准进行质量和潜力评价；③研究烃源岩成烃演化历史，建立适合研究区的生烃演化模式；④有机质生烃史恢复与各时期生烃量模拟计算。

“二定”是对关键时刻要准确定时，应该把组成复合含油气系统的每一套烃源岩大量生油、大量生气与进入过成熟的时间段都一一确定下来，也要把已经聚集油气藏发生大规模调整的时间标注下来，并按时间先后排序。根据它们在时间段上重合及与大规模构造运动的吻合性，从中确定出最重要的关键时刻，作为确定复合含油气系统空间范围的关键时刻。关键时刻的确定不仅要从对生烃历史的模拟与古地温研究中去综合判断，也要从油气成藏期次的研究中反推，以多项资料的综合判定会更客观。

确定关键时刻主要有两类技术，一类是盆地模拟方法，地层埋藏史、古地温、古热流和烃源岩演化模型的建立与应用，反映大量生、排烃的时间。采用烃类运移、聚集过程恢复的模拟技术，可以逼近地质历史中发生的真实过程，从中确定关键时刻；另一类是用矿物组合变化和流体包裹体信息确定关键时刻，主要包括成岩矿物的成岩序列、储层流体包裹体均一温度分析和成岩自生矿物同位素年代学分析，直接或间接确定烃类充注时间。构造演化史研究是确定圈闭形成时间的基础，它界定了油气藏形成时间的下限。古构造升降史是研究烃类生成、运移、聚集和油藏调整破坏时期的重要线索；断裂封闭性演化研究有

助于认识断裂开启和封闭的时间，间接认识油气运移的时间，可作为判断关键时刻的参考依据。

"三定"是要对油气运移准确定向，即站在由关键时刻确定的时间界面上，研究确定来自不同生烃灶油气的流向，也要研究已经聚集的油气在发生调整以后的流向。因此，要做好油气运移流向的判定，必须做好两方面的工作，一是大量生、排烃期，烃源岩顶面的古构造起伏变化的确定；二是大量生、排烃期与油气运移有关的古水动力条件的变化与分布。这两项工作不仅可以帮助将成熟生烃灶划分为若干向某些特定区域单向提供油气的单元，以便将来自生烃灶的总生油、气量作空间上的分配，而且可以确定一个生烃灶所生成油气的主体去了什么地方，这有助于确定一个生烃灶所生成的主要油气在含油气系统中的富集部位。

流体地球化学分析与流体动力史分析是研究流体运移的主要手段。流体地球化学史分析主要包括水化学史分析、油气地球化学分析等，水化学分析通过常规水化学参数分析、氢氧同位素分析和油田水有机地球化学分析判别油气运移方向、聚集区与油/气藏的保存条件。油气地球化学分析包括研究油气物性参数在平面上的变化趋势、原油中的含氮化合物在平面上的变化趋势，确定油气运移的方向。流体动力史的核心是水动力史，这是盆地演化过程中水文、地热、沉积埋藏和构造作用的综合结果。流体动力史的分析含现今水动力与古水动力史两个方面。流体势分析是流体动力史研究中行之有效的方法之一。

沉积盆地的古构造状态及其演化决定着烃类运移方向、期次及成藏后的调整和破坏。流体总是沿做功最小路径由高势区向低势区运移，运移指向为最大势能减小梯度的负方向，古流体势分布是反映地下流体能量分布的最重要标志，决定了烃类运移的方向，与输导网络配合还决定着油气运移的路径，并且能用流线和流量直观表达，通过划分流体势场，可以确定油气运聚的主次区，从而可以选定油气聚集的有利区带。古应力场分析研究古应力场、主要应变期次及断裂分布，可用于认识构造圈闭形成期和运移通道。古输导网络研究不同地史时期输导层的几何形态、断裂、裂缝、不整合面等的输导性能和空间组合，结合流体势分布，可确定烃类运移的优势通道。

"四定"是对油气运聚单元要综合定边界。当对来自一个或数个生烃灶中的油气的运移流向有了定性的掌握之后，接下来就是根据烃类流体的空间分配，划分油气运聚单元，确定各运聚单元空间展布形态与范围，并根据油气运移集中与分散的情况，定性判断各运聚单元内形成的可能油气聚集的规模、范围与丰度。油气运聚单元是形成和决定油气聚集规模与丰度的最重要的地质单元，不仅要确定其边界，还要确定其中油气运动的轨迹以及沿着哪些轨迹（通道）有最多的油气输送。对这类轨迹我们称之为"优势运移通道"。因此，在油气运聚单元内，首先要研究确定可供油气运移和作空间分配的通道结构。一切能帮助回答这一问题的工作都应在这个阶段和这个关键环节上完成，并从中优选出优势运移通道网络。可供油气发生优势运移的地质条件有主砂体、开启断层和裂缝、不整合面附近风化淋滤主带。其次还要研究确定可以阻止油气继续运移的阻挡条件。

"五定"是对系统内油气资源潜力要准确定量。当确定了生烃灶的位置、规模与历史以及系统内关系烃类流体运动的最大外边界之后，可以建立系统的生烃量、运移量与聚集量的关系，并可根据对已知油气藏已发现储量和待发现潜力的统计，建立生、运、聚之间的

统计关系，确定资源评价所需的关键参数。因此对油气资源总量与空间分布的预测会更客观。

“六定”是对勘探目标含油气潜力与把握性准确定级。通过对三维空间内油气成藏要素与作用过程组合关系的研究，可以对分布于不同运聚单元内各类勘探目标含油气把握性与潜力作客观分级评价，研究的结论可以直接用于油气勘探部署。

三、评价内容与方法

将复合含油气系统划分为若干油气运聚单元进行评价，其主要内容包括六项：①油气运聚单元边界的综合确定；②油气运聚单元内区域盖层的分布与性质评价，它限定着油气聚集的上界；③油气运聚单元内储集体展布、储集性能与连续性评价；④油气运聚单元内储、盖层配置方式及其效率；⑤油气运聚单元内圈闭类型分析、可能的成藏组合类型及其展布；⑥油气运聚单元内有利成藏组合及其潜力评价。

1. 封盖层评价

含油气系统盖层研究或评价主要包括盖层的岩性、厚度、成岩作用、连续性等宏观特征以及排替压力、超压发育和含烃浓度等微观特征，根据这些宏观和微观特征，可以对盖层进行分级评价（陈章明等，1996）。

2. 储层评价

储层评价在油气运聚单元评价中兼有对可供油气“宿住”空间规模、质量和分布的评价与可供油气运移分配的输导层几何形态与非均质性评价两方面的任务。从评价内容来说，储层评价包括储集体分布预测、储层单层厚度与连续性评价以及储层物性预测和评价。

3. 油气运聚单元含油气性评价

油气运聚单元含油气性评价是在储、盖层组合关系分析、圈闭分析与可能成藏组合类型预测的基础上，通过对运移到单元范围内的全部油气沿着哪些主运移通道，在空间上做了数量上的分配，并用已发现油气藏的位置、储量规模与丰度对分析结论进行验证，然后综合检验和评价单元内各油气成藏组合含油气把握性与油气资源潜力的可靠性。有时，需要根据整体评价结果，修改来自成藏组合研究的结论并就一些参数的取值作必要的调整。油气运聚单元评价还需要对油气充注程度、含油气丰度与把握性以及油气运聚单元的边界进行评价和确定，以从中筛选出有代表性的指标，作为整个含油气系统各单元间比较评价的依据。

当对组成复合含油气系统的数个半独立含油气系统的所有运聚单元都能准确定界并定级评价的话，根据各单元在空间上叠合性、要素共享性与油气分布规律与特征的相似性以及发生烃类流体交换的空间范围，就可以对复合含油气系统进行分区评价。

复合含油气系统运聚单元评价的基本内容可概括为表 3-2。

在含油气系统描述与研究的基础上，我们建议采用表 3-3 对复合含油气系统进行半定量评价。对表 3-3 中油气充注、圈闭、运移、保存、关键时刻匹配关系等五项条件依据复合含油气系统的具体情况进行概率取值，然后将它们的乘积作为复合含油气系统的评价值，可以概率分布形式来表示，其结果可作为勘探选区的参考。

表3-2　含油气系统评价构成与方法

内容	描述构成	描述图件	描述方法
静态地质要素	有效烃源岩：门限、层段、范围、潜力	①R_o-H曲线；②海（湖）侵层序岩相图；③有效烃源岩等厚图；④生烃强度等值线图；⑤TTI等值线图；⑥关键时刻生烃事件剖面图	①油/气—源对比方法；②烃源岩潜力评价；③海（湖）侵体系域圈定；④剥蚀与埋藏史计算；⑤TTI计算；⑥古地温计算；⑦测井生油评价；⑧热模拟实验
	储层：岩相、岩性、几何形态、物性成岩作用	①低位和高位体系域岩相图；②砂体几何形态图，岩性—物性统计图；③砂岩百分比等值线图；④储层成岩相划分图	①层序地层学分析；②沉积相分析；③储层描述；④实验室物性分析；⑤成岩相分析
	输导层：层、面、网	①关键时刻输导层顶面埋深图；②同储层①至③；③断层与不整合面起伏形态图；④裂缝与断层组合分布图	①同储层①至③；②FMS、BHTV FMI与CBIL；③砂岩百分比统计法；④有限元法；⑤断层与不整合面描述
	盖层：区域性、局部性、质量	①同烃源岩②；②盖层岩性变化图；③盖层等厚图；④破裂压力—岩性与厚度关系图；⑤排替压力等值线图；⑥剩余压力分布图	①排替压力实验室分析；②同烃源岩③；③同储层③；④同输导层④；⑤测井地震剩余压力计算
动态地质过程	油气生成过程：门限、高峰与结束对应时间与有效范围，延续时间与对应的生烃量	①生烃门限、高峰与结束期烃源岩平面分布图；②烃源岩产烃率—R_o图版；③关键时刻生烃强度等值线图；④不同阶段生烃量—R_o关系图	①TTI计算与成图；②生烃热模拟实验；③古地温确定（AFTA法与流体包裹体法）；④烃源岩综合评价
	油气运移过程：初次运移期与层段、二次运移期流体势、流体历史分析、关键时刻输导层产状	①关键时刻流体势等值线图；②关键时刻输导层产状、连续性平面变化图；③关键时刻输导层成岩相图；④烃源岩ϕ（Δt）—H曲线	①流体历史分析；②流体势计算；③三维古构造恢复
	圈闭形成过程：形成期、分布、几何体积和构成	①圈闭发育图；②分期圈闭分布图；③圈闭构成评价图；④圈闭封闭性评价图	①隐蔽圈闭描述；②同油气运移③；③圈闭描述评价；④储层成岩分析
	油气藏形成过程：汇聚区划、汇聚量、成藏期确定	①同油气运移①；②油气聚集区带划分图；③分区带油气运聚量计算；④同圈闭形成过程④	①油藏地球化学；②同油气运移①、②；③油气资源区带评价
要素与作用组合关系	关键时刻要素及作用组合关系，含油气系统划分，有利勘探靶区与目标	①油气田、油气显示与空井平面分布图；②含油气系统事件组合图；③关键时刻要素特征平面组合图；④有利聚集区带划分评价图；⑤有利含油气目标评价图；⑥含油气系统剖面图；⑦含油气系统平面分布图；⑧勘探部署图	①石油地质综合研究；②盆地模拟与含油气系统模拟；③油气资源评价；④经济评价；⑤决策分析

表 3－3 复合含油气系统评价标准

要素	取值		评价	概率值
油气充注条件（ΣSPI）	断层贯通复合	ΣSPI＜5	低充注	0.5
		5＜ΣSPI＜15	中等充注	0.8
		ΣSPI＞15	高充注	1.0
	共盖或不整合面贯通复合	ΣSPI＜2	低充注	0.5
		2＜ΣSPI＜7	中等充注	0.8
		ΣSPI＞7	高充注	1.0
圈闭条件	背斜圈闭、两套以上区域盖层		高阻抗	1.0
	非背斜圈闭、一套以上区域盖层		中等阻抗	0.8
	非背斜圈闭，局部盖层封闭		低阻抗	0.5
运移样式	据系统内主要油气藏的运聚方式，以资源量或储量大小来判断		侧向＋垂向运移	0.9
			侧向运移	0.7
			垂向运移	0.5
保存条件	复合含油气系统形成后基本未受改造		好	1.0
	复合含油气系统形成后受小规模断层作用或调整		中等	0.8
	复杂含油气系统形成后遭受大规模改造		差	0.5
关键时刻匹配关系	各相对独立含油气系统的关键时刻与由它们复合形成的复合含油气系统的关键时刻的时间差 Δt	$\Delta t \leqslant 50$Ma	好	1.0
		50Ma＜$\Delta t \leqslant 100$Ma	中等	0.8
		$\Delta t \geqslant 100$Ma	差	0.5

参考文献

陈红汉，董良伟，张树林等．2002．流体包裹体在古压力模拟研究中的应用．石油与天然气地质．23（3）：207～211

郝芳，邹华耀，姜建群．2000．油气成藏动力学及其研究进展．地学前缘，7（3）：11～21

李善鹏，邱楠生，尹长河．2003．利用流体包裹体研究沉积盆地古压力．矿产与地质，17（2）：161～165

柳广弟，王德强．2001．黄骅坳陷歧口凹陷深层异常压力特征．石油勘探与开发，28（3）：22～24

柳广弟，张仲培，陈文学等．2002．焉耆盆地油气成藏期次研究．石油勘探与开发，29（1）：69～71

米敬奎，肖贤明，刘德汉等．2003．利用储层流体包裹体的 PVT 特征模拟计算天然气藏形成的古压力．中国科学（D辑）．33（7）：679～685

孙宝珊，丁原辰，邵兆刚等．1996．声发生法测量古应力在油田中的应用．地质力学学报．2（2）：11～17

谭成轩，王连捷，孙宝珊等．1997．含油气盆地三维构造应力场数值模拟方法．地质力学学报．3（1）：71～80

田世澄，陈建渝，张树林等．1996．论成藏动力学系统．勘探家，1（2）：20～24

王德强，柳广弟．1999．歧口凹陷深层流体势场特征与油气运移．石油勘探与开发，26（3）：15～17

杨甲明，龚再升，吴景富等．2002．油气成藏动力学研究系统概要（上）．中国海上油气（地质），16（2）：92～97

云美厚．1996．地震地层压力预测．石油地球物理勘探．31（4）：575～586

张厚福，方朝亮．2002．盆地油气成藏动力学初探——21世纪油气地质勘探新理论探索．石油学报，24（4）：7～12

张庆春等．2005．资源评价中的含油气系统模拟技术．石油学报．26（增刊）：40～44

赵文智，何登发，李伟等．1997．含油气系统的内涵与描述方法．见：中国含油气系统的应用与进展．北京：石油工业出版社

赵文智等著．2003．中国含油气系统基本特征与评价方法．北京：石油工业出版社

Burnham A K, Sweeney J J. 1989. A chemical kinetic model of maturation and reflectance. Geochemicaet Cosmochimica Acta. 53: 2649～2657

Cramer B, Feber E, Gerling P *et al*. 2001. Reaction kinetics of stable carbon isotpoes in natural gas—insights from dry, open system pyrolysis experiments. Energy and Fuels. 15: 571～532

Demaison G, Huizinga B J. 1991. Genetic classification of petroleum system. AAPG Bulletin. 75 (10): 1626～1643

Dow W G. 1972. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin (abs). AAPG Bulletin. 56: 1～615

Fores P L, Ungerer P M, Kuhfuss, A B *et al*. 1990. Compositional Modelling of petroleum generation and expulsion: Trial applicatin to a local mass balance in the Smorbukk field. Haltenbanken area. Norway: AAPG bulletin. 75 (5): 873～893

Hunt J M. 1990. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments. AAPG. 74 (1): 1～12

Laslett G M, Green P F, Duddy I R *et al*. 1987. Thermal annealing of fission tracks in apatite 2: A quantitative analysis. Chemical Geology. 65: 1～13

Lorant F, Prinzhofer A. 1998. Carbonisotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases. Chemical Geology. 147: 249～264

Magoon L B. 1992. Identified petroleum systems within the United States. The petroleum system—status of research and methods. USGS Bullet in 1992. 2007: 2～11

Magoon L B, Dow W G. 1994. The petroleum system—from source to trap. AAPG Memoir 60, 3～24

Perrodon A. 1995. Petroleum system and global tectonics. Journal of Petroleum Geology. 18 (4): 471～476

Sweeney J J, Burnham A K. 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. AAPG Bulletin. 74 (10): 1559～1570

Tang Y, Perry J K, Jenden P D *et al*. Mathematical modelling of stable carbon isotope ratios in natural gases. Geochemica et Cosmochimica Acta. 64: 2673～2687

Tissot B P, Welte D H. 1978. Petroleum formation and occurrence: Berlin. Springer-Verlag, 538

Tissot B P, Welte D H. 1984. Petroleum formaton and occurrence. Springer-Verlag

Ungerer P. 1990. State of the art of research in the kinetic modelling of oil formation and expulsion. Advances in Oganic Geochemistry 1989. 16: 1～25

Waples D W. 1980. Time and temperature in petroleum formation: appilcation of Lopatin's method to petroleum exploration. AAPG Bulletin. 64: 916～926

第四章　高效天然气藏形成机理与分布特征

第一节　中国天然气地质理论的形成与发展

早期的天然气地质学一直依附于石油地质学，属于石油地质学的一部分。随着大量天然气田的发现和对天然气研究的不断深入，人们认识到天然气在成因、成藏和分布规律的许多方面与石油有重要差别。1979 年 И. В. Высоцкий 出版了《天然气地质学》一书，标志着天然气地质学成为一门独立的学科。

中国天然气地质学诞生于 20 世纪 70 年代末至 80 年代初，以 1983 年国家设立“煤成气的开发研究”重点科技攻关项目为里程碑，开始加强天然气地质学研究。随后进行的“七五”、“八五”和“九五”天然气科技攻关，对天然气成因、天然气成藏以及天然气分布规律的诸多问题开展了广泛和深入的研究，取得了一大批高水平的研究成果。期间出版的主要代表性著作包括 1986 年陈书荣等的《天然气地质学》，1988 年包茨主编的《天然气地质学》，1989 年戴金星、戚厚发、郝石生编著的《天然气地质学概论》，1992 年戴金星、裴锡古、戚厚发主编的《中国天然气地质学》（卷一），1994 年出版的郝石生等编写的《天然气运聚动平衡原理及应用》，1996 年出版的郝石生等编写的《天然气藏的形成与保存》，1997 年出版的戴金星、王庭斌、宋岩等著的《中国大中型天然气田形成条件与分布规律》，2002 年出版的宋岩、王毅、王震亮等著的《天然气运聚动力学与气藏形成》等。这些在天然气成因、天然气成藏和天然气分布规律等方面取得的研究成果构成了中国天然气地质学的基本理论体系。

一、20 年天然气科技攻关取得的主要成果

1. 天然气成因理论

天然气成因理论是中国天然气地质学的核心。煤成气理论的引进和发展将天然气成因从“一元论”拓展到“二元论”，促成了中国天然气地质学的产生及快速发展。传统的石油地质学认为，天然气是由以海相和陆相沉积中的低等生物为基础的腐泥型烃源岩生成，而由陆相高等植物形成的腐殖型煤系和亚煤系不能生成天然气，指导天然气勘探的理论只是“一元论”。20 世纪 70 年代末由德国引入我国并得到发展的煤成气理论，明确指出煤系中的煤和黑色泥页岩均是成气物质，煤系成烃作用以成气为主、成油为辅，强调即使是相当腐泥型烃源岩生油窗阶段的烟煤的初、中级阶段（长焰煤、气煤、肥煤及焦煤的前阶段）也以成气为主、成油为辅。天然气成因发展到“二元论”，为我国天然气勘探开辟出一个新的领域。煤成气比例在天然气探明储量中的比例逐年增大，截至 2004 年底煤成气探明储量已占全国探明天然气储量的 70%以上。

天然气成因“二元论”的发展推动了天然气成因鉴别与天然气成因分类的研究，使之成为天然气成因理论的重要构成部分。经过多年的研究与反复实践，我国学者利用天然气

稳定碳同位素、气组分、轻烃、生物标志化合物等一系列参数和指标建立了一套比较完善的天然气成因类型鉴别体系（戴金星等，1987，1992，1995），进而进行了系统的天然气成因类型的划分。天然气的成因分类主要考虑两方面的因素，即成气物质的来源和成气地质作用。在此原则下，将天然气划分为无机成因气、有机成因气和混合成因气三大类（戴金星等，徐永昌）。有机成因气又根据成气母质的类型分为两大亚类型，即由腐泥型有机质生成的油型气和由腐殖型有机质为主形成的煤型气。煤型气和油型气可以根据气源岩的成熟度和成气机理进一步划分为生物成因气、过渡带气、热降解气和热裂解气。在明确地鉴别并区分出无机成因与有机成因天然气系列之后，天然气成因论发展到“多元论”阶段。

由此可见，现阶段天然气成因理论是基于 Tissot 干酪根热降解成烃模式建立起来的，重点关注的是Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ型干酪根在热演化的主生烃阶段（R_o为 0.8%～2.0%）的生气行为、产物特征及生气潜力。当煤系作为一类新的成气母质类型被认可之后，即带来了煤成气勘探领域天然气勘探的大发展。而对于海相成因的腐泥型（Ⅰ—$Ⅱ_1$型）干酪根，其主生烃阶段以产油为主，高演化阶段产少量气的特性就决定了在海相盆地中应以找油为主，这就是天然气成因理论指导勘探的普遍规律。我国中西部地区广泛分布的海相高—过成熟烃源岩（R_o为 2.0%～4.0%）分布区是否就是天然气勘探的“禁区”？要开辟这一新的勘探领域，就要求天然气成因理论对以生油为主的干酪根进入高—过成熟演化阶段是否还具有大的生气潜力这一问题做出回答。本章将针对这一问题，提出沉积有机质的“接力成气”模式，作为近期天然气成因理论研究的新进展给予阐述。

2. 天然气成藏理论

“六五”到“八五”期间我国学者从天然气生成后的初次运移开始，对其成藏过程中的动力、相态、路径等每一个环节都给予了充分的关注和深入的研究。成藏理论中的核心成果包括天然气运移机制、成藏过程中的聚散动平衡及晚期成藏以及“九五”后期总结的天然气运聚动力学机制等。

（1）天然气运聚机理与运聚动平衡理论

国外学者早在 20 世纪 80 年代初就对天然气的扩散作用开展了研究。在国内，郝石生等是最早研究天然气扩散作用的学者之一，他们在“七五”期间就研究了天然气在地下岩石中的扩散作用，利用自制的天然气扩散系数测定仪测定了天然气在不同岩性中的扩散系数，发表了国内第一批扩散系数研究成果（郝石生等，1991）。通过对天然气扩散系数的测定和地质条件下天然气扩散作用的研究，明确了影响天然气扩散作用的主要地质因素，建立了天然气扩散的地质模型和数学模型，指出了天然气扩散作用在天然气成藏和保存中的重要性。

与石油相比，天然气在地层水中具有较高的溶解度。在国内较早研究天然气在水中溶解作用的是郝石生等，他们在“七五”期间就利用自制的仪器测定了天然气在地层水中的溶解度。根据实验结果，明确了天然气在地层水中的溶解度主要受天然气组分、地层水的盐度、地层水的温度和压力等因素的控制，并建立了计算天然气在地层水中溶解度的方程，直到目前这一方程仍被广泛使用（郝石生，张振英，1993；郝石生等，1994）。许多学者用水溶气析出成藏的观点解释了我国一些天然气藏的成藏过程（邱蕴玉等，1994；李本亮等，2003；李梅等，2003）。

由于天然气的特殊性质，使得天然气的成藏过程与石油有很大差异，特别是天然气的扩散性使得天然气在圈闭中的聚集过程实际上是“聚”与“散”两个过程的统一。郝石生等通过对天然气溶解、扩散和保存条件的深入研究，早在1988年就提出天然气的运聚动平衡理论，并在此后得到进一步发展和应用（郝石生等，1991，1994）。

天然气运聚动平衡理论认为，在气藏形成的过程中存在着两个同时发生的过程：一是气源岩中生成的天然气通过初次运移和二次运移进入圈闭；另一个是圈闭中聚集的天然气因扩散作用等原因不断地通过盖层逸散。当来自气源岩的补充量大于通过盖层的散失量时，圈闭中的天然气就不断富集；反之，当来自气源岩的补充量小于通过盖层的散失量时，圈闭中的天然气就不断减少以致枯竭。因此，目前的天然气聚集只是地史发展过程中的一种“暂时”平衡的结果。这一理论对认识天然气的成藏条件与分布规律，科学地评价天然气资源具有重要的指导作用。

（2）天然气晚期成藏

“七五”、“八五”期间，在研究四川盆地油气聚集作用时，人们已认识到该区从印支期、燕山期到喜马拉雅期有过多次成藏、多次调整的过程。周兴熙等在“八五”期间最早研究了塔里木盆地天然气晚期成藏的特征，他们通过对当时主要气藏构造演化史、流体相态、储层成岩作用的研究，指出塔里木盆地的天然气藏主要是在晚近地质时期（新近纪以后）形成的，最早提出了晚期成藏的观点（周兴熙等，1998）。“九五”期间在“中国大中型气田分布规律研究”过程中更进一步完善了中国天然气多期成藏晚期为主的认识。近来从我国地质特点出发，特别是从新构造运动出发对晚期成藏进行的论述越来越多（邱中建，康竹林，何文渊，2002；戴金星等，2003）。

天然气的晚期成藏由三方面主要因素决定，一是新生代以来普遍经历烃源岩演化的生气高峰期，如新生代的裂谷盆地、前陆盆地中的煤系烃源岩，克拉通盆地中的海相烃源岩；二是新构造运动为天然气成藏提供了大型的圈闭、运移通道，利于天然气晚期成藏；三是天然气聚集越晚，散失量越少，越有利于形成大气田。这三点就决定了中国大中型天然气藏普遍是晚期—超晚期聚集成藏（戴金星，2003；龚再升，2004；宋岩，2003）。

（3）天然气运聚动力学

“九五”攻关后期，国内学者通过对不同类型大中型天然气藏的解剖，认为温度、浮力、水动力、应力、压力、流体动力是影响天然气运移、聚集的主要动力。它们在地下形成一个相互“耦合”的场势，形成了天然气运移的动力场。从理论上提出了天然气运聚的“场势耦合”效应的评价方法，即利用地质、测井、地震、钻井和流体性质等大量基础资料对热力、流体动力、构造应力和异常压力等各种因素反映的基础上，将物理模拟、数学模拟等先进方法与天然气综合地质研究紧密结合，对热力、流体动力、构造应力和异常压力等各种因素在天然气运聚中的作用进行全面系统的分析，可找出各种作用的内在联系和耦合关系。

在针对具体盆地、具体气藏解剖的成藏动力分析时，强调某一种特定的动力因素，如对于克拉2气藏，多从异常高压成因角度总结气藏形成的动力学机制，把多种地质因素的综合效应都归结到异常高压的成因及其作用上；对于柴达木第四系生物气气藏则主要强调它的聚散平衡效应等等。在应用流体势综合评价一个地区天然气运聚的动力场环境时，通

常忽略了难以计算的构造应力、地下水流速等因素，取而代之的是一个适用于稳定构造背景下静水环境中的流体势计算方法，只考虑用高程变化导致的静水水头差的变化来衡量流体势的大小。在构造相对平缓的地区非常适用，可以根据流体势场的变化圈定出天然气运聚的指向区，即低势区。但在构造复杂，特别是在前陆冲断带中，忽略了构造应力计算出的流体势就无法用于勘探评价，天然气不仅在低势区聚集，而且在高势区甚至可以形成像克拉2这样的大气田。

（4）成藏模式的建立与总结

根据上述三方面的成藏研究，建立了很多种类型的天然气藏成藏模式，极大地丰富了天然气成藏地质理论的内涵。如莺歌海盆地崖13－1泥底辟异常高压气藏成藏模式，塔里木盆地库车前陆冲断带克拉2气藏晚期充注超强封闭成藏模式，柴达木盆地第四系生物气藏水动力作用下动平衡成藏模式，川西前陆盆地致密砂岩深盆气成藏模式等。这些成藏模式的建立，反映出不同地质条件下天然气藏成藏主控动力因素的差异，证实了这些在勘探实践中总结出来的认识，有效地指导了天然气勘探方向的选择。在莺歌海盆地，由于认识到异常高压对于天然气聚集所起到的决定性作用，在进行有利区带评价时，往往会避开那些储层超压而盖层常压的构造区带，在这种地区，异常高压往往造成大规模的天然气散失。通过有效的压力预测，可以优选出那些盖层、储层都超压的区带，形成大气田的几率就会增大。

天然气成藏动力学目前已成为天然气地质学中一门重要的分支，代表了天然气成藏研究的发展方向。张厚福（2003）教授对此进行过阐述，研究方法是：首先须查明盆地区域地质特征及盆地地球动力学类型；在此基础上开展盆地内地温场、地压场、地应力场等“三场”定性定量分析，划分有利生烃区及有利聚集区，研究“三场”与油气聚集的关系；借助盆地内油气系统或流体封存箱等地质实体详细剖析成藏地质要素及成藏作用过程，辅以油气成藏过程的时间、空间分析，在统一的时间、空间范围内，探讨、归纳油气藏形成的类型、分布及模式，为油气勘探部署提供科学依据。

总之，针对天然气成藏过程中的动力、输导过程以及封盖保存过程，目前还缺乏可操作的评价方法及量化评价标准。最近在高效天然气藏形成机理的研究中，把这一问题归为天然气成藏过程有效性研究。通过对成藏过程中三个环节的量化评价，推进了天然气成藏的“定量”研究。

3. 天然气分布规律

对天然气分布规律的总结是中国天然气地质学理论中又一闪亮的组成部分。“六五”到“七五”期间参照对石油聚集分布规律的认识，结合天然气在生成、运移、聚集中表现出与石油的差异性，我国学者提出了大中型天然气藏形成的普遍性规律：充足的气源，发育良好的储层与区域盖层，古隆起与早期构造利于天然气富集，生气高峰期和成藏期越晚越有利于形成大气田。

“八五”到“九五”期间，大中型天然气田对于天然气储量增长及天然气地质学研究的重要意义越来越突出，大中型天然气田的发现数量也在逐年递增。以它们为研究对象，开展了更为深入、细致的大中型天然气藏成藏条件与分布规律的研究，总结提出了中国富气盆地、富气区带控气，生气中心控制大气田分布，古隆起控气，前陆冲断带控气，封存箱

控气等一系列定型、定量化指标，指导了“九五”以来的靖边、苏里格、克拉2等大气田的发现。

（1）大中型气田主要分布于富气盆地

富气盆地是指气资源量约占油气总资源量的85%以上，以天然气为主的盆地。富气盆地与富油盆地的主要区别首先在于成烃原始有机质，其次是烃源岩所经历的演化阶段。这类盆地从原始沉积和成盆演化开始就决定了其成气潜力大于成油潜力。与含油盆地相比，煤和腐殖型有机质对含气盆地更为重要。我国富气盆地主要有四类：克拉通—前陆盆地组合、中间地块—类前陆盆地组合、被动大陆边缘盆地组合、主动大陆边缘的盆地组合。截至2002年，我国已探明天然气地质储量中84.7%分布于这四类盆地中。

（2）生气中心控制大中型气田的分布

与石油分布的“源控论”相似，大中型气田的分布受生气中心的控制十分明显，在我国主要含气盆地中，大中型气田主要分布于生气中心及其周缘，即分布在生气强度大于$20\times10^8m^3/km^2$的范围内（石宝珩，戚厚发，戴金星，1989）。

在多数沉积盆地中，生气中心与沉积中心基本吻合，但沉积中心与沉降中心的关系则较为复杂，在对称性盆地（地区）或大型盆地，两者吻合度较高；而在拉张型箕状断陷、挤压型不对称凹陷，沉积中心与沉降中心常常不一致。所以，在油气勘探初期，根据盆地的构造类型及发育特征，尽快查明沉积中心和生气中心，在这些中心及其周缘选择有利圈闭，是发现大、中型气田的最佳地点。

（3）构造带控制富气区带的形成

研究表明，我国大中型气田的分布主要与古隆起构造带、冲断褶皱构造带、前陆深渊构造带、前缘隆起带、同生背斜构造带及泥拱构造带等六种区带类型有关。

大型的继承性的古隆起主要发育在大型的克拉通沉积盆地中，储层发育，圈闭规模大，形成早，与生烃高峰期和生烃中心具有良好的配置；即使后期发生改造，也能为二次成藏创造有利的条件。四川盆地许多气田都与古隆起有关。

前陆冲断褶皱构造带是靠近前陆盆地的生烃中心，挤压背斜圈闭发育。冲断带断裂系统沟通了烃源岩与构造圈闭，为天然气的运移创造了有利的条件。前陆冲断带发育的泥岩和膏盐可以为气藏提供良好的保存条件。因此前陆冲断带成为大中型气田分布的有利地区。克拉2号气田就位于库车前陆冲断带。

前陆深渊构造带位于前陆盆地的生气中心区，是大中型气田形成的有利场所。川西地区的白马庙、中坝、平落坝和新场气田都与前渊构造带有关。

前陆盆地的前缘隆起带长期处于隆起状态，不仅构造圈闭发育，在前缘斜坡区还发育大量的地层和岩性圈闭。前缘隆起带是天然气运移的有利指向和天然气富集区。塔里木盆地牙哈、羊塔克、英买7号、红旗、提尔根等气田都与前缘隆起带有关。

天然气分布规律的总结可以有效指导勘探目标的选择，直接导致大气田的发现。随着天然气工业发展的步伐加快，天然气勘探中不断出现新的问题。现有的规律认识还不能对资源实现有效的预测和发现，这是由中国天然气资源分布特点所决定的。如中国天然气资源分布普遍偏深，根据新的资源评价结果，中国陆上剩余可探明天然气资源的80%分布在大于3500m的深层，能否在深层形成经济性的天然气资源，关键取决于储层物性的优劣。

一般来说，随埋深增加砂岩的孔隙度明显降低，3500m 以下即进入勘探的经济下限。这就需要结合中国的地质条件，对深层能否形成优质储层进行回答，进而总结出适合于深层优质储层形成的地质规律，指导深层天然气的勘探。把握中国含油气盆地的特性，在普遍性规律的指导下，探索适于特殊地质环境下优质成藏要素形成条件，将是天然气藏形成主控因素与分布规律研究的重点。本章将阐述深层优质储层研究近期取得的新进展。

二、天然气工业的快速发展对地质理论研究的需求

前述中国天然气地质学的形成与发展，对于促进我国天然气工业的快速发展具有重要的指导意义，使中国天然气探明储量从 1980 年的 $2617\times10^8m^3$ 快速增长至 2004 年的 $43817\times10^8m^3$，增长了 16 倍。同时，国家对天然气的需求又向天然气地质学的发展提出了更高的要求。

战略规划研究认为，2010 年我国天然气需求量将达到 $1100\times10^8\sim1200\times10^8m^3$，天然气年产量预计在 $800\times10^8\sim900\times10^8m^3$，开始出现供需缺口。2020 年国内天然气产量可达到 $1200\times10^8\sim1300\times10^8m^3$，但需求量将达到 $1800\times10^8\sim2000\times10^8m^3$，供需缺口明显加大。而 2000 年以前我国天然气勘探 50 年，仅探明储量 $2.9\times10^{12}m^3$。要满足未来 10～20 年天然气需求量的快速增长，需新增探明储量要达到 $5\times10^{12}m^3$ 以上，同时，天然气大气田的发现建成时间一般需要 5 年左右时间，天然气勘探工作需要超前准备，天然气工业发展面临挑战。迫切需要天然气地质学快速发展，出现一批新的理论成果，有效地指导发现更多的大气田。

为了满足国家对天然气储量增长与产量增长的需求，中国天然气勘探今后不仅需要发现更多的大气田，而且要力争发现更多储量规模大、易于建产能的高效大气田。为此，国家 973 项目设立高效天然气藏形成与分布的基础研究，力求从天然气地质基础理论入手，通过解决制约高效天然气藏形成与分布的关键科学问题，为勘探发现更多的高效大气田提供理论基础。首先，明确一下高效天然气藏的概念。

1. 高效天然气藏的概念

对我国已探明的大中型气田的储量品位分析表明，60%的天然气储量属于难动用储量，其开发难度大，经济效益相对较低。另外 40%的储量，经济效益较高，对于满足天然气产量的快速增长具有明显影响，属于高效天然气资源。为了反映国家对天然气储量和产量增长两方面的需求，在天然气藏的分类中，仅关注天然气藏的储量规模是不够的，天然气藏的品位也是影响天然气产量的重要方面，应予充分关注。因此，在目前采用的大中型气田划分标准的基础上，增加储量丰度与千米井深日产量这两个反映经济性的标准，以反映气田的开发效益，由此提出了高效天然气藏的概念。高效天然气藏定义为单个气藏探明储量大于 $100\times10^8m^3$，储层连通性较好，气藏可动用程度高，投入开发后具有较好的经济效益的气藏。对于陆相砂岩储层的气藏，高效天然气藏储量丰度一般大于 $3\times10^8m^3/km^2$，千米井深日产量大于 $5\times10^4m^3$；对于海相碳酸盐岩储层气藏，高效天然气藏可以不受储量丰度的限制，低丰度（特低丰度）气藏只要含气面积大、储量规模大，储层连通性好，同样可达到千米井深日产量大于 $5\times10^4m^3$。例如，克拉 2 气田为一个陆相砂岩储层的大气田，探明天然气地质储量 $2840\times10^8m^3$，储量丰度 $59\times10^8m^3/km^2$，千米井深日产量近 20×10^4

m^3，属于典型的高效大气田；靖边气田的储层为碳酸盐岩，探明天然气地质储量 $5417.7 \times 10^8 m^3$，虽然储量丰度只有 $0.9 \times 10^8 m^3/km^2$，但其主力产气层为风化壳储层，裂缝溶孔发育，分布稳定而广泛，投入开发后千米井深日产量一般在 $7 \times 10^4 m^3$ 左右，具有较好的经济效益，也属高效大气田。

与高效气藏相对应，“低效天然气藏”是指那些储量级别低、储量丰度低、气井产能低、经济效益较差的天然气藏。例如，苏里格气藏探明天然气地质储量 $5336.52 \times 10^8 m^3$，储量丰度只有 $1.3 \times 10^8 m^3/km^2$，因砂岩储层物性差、非均质性强，千米井深日产量普遍低于 $5 \times 10^4 m^3$，虽然初期产能可达到工业气流标准，但产量稳定性差，递减较快，经济性较差。

根据对已发现的高效天然气藏的地质分析，这些气藏除具备大中型天然气藏的基本地质条件外，其“高效”特征表现在三个方面：①优质气源灶具有短时间快速和晚期大量生气的特点；②天然气有效成藏过程除存在优势通道和汇聚运移外，成藏阶段烃源岩与储层间有较大压力差是有效的成藏动力；③优质成藏要素在三度空间有机组合。

2. 高效天然气藏形成与分布研究的主要内容

高效天然气藏形成与分布研究立足中国天然气地质理论中天然气成因、成藏与分布规律三大核心成果，围绕生烃灶的有效性、成藏过程的有效性及要素组合的有效性三方面开展研究。

生烃灶的有效性重点研究不同母质成气机理及有效性评价，属于天然气成因理论研究范畴。重点关注不同类型沉积有机质的生气全过程，如前所述，将对于海相Ⅰ、Ⅱ型干酪根的生气机理，将对干酪根进入高热演化阶段后生气潜力做出评价。对于气源灶的评价，强调生气过程对高效成藏的作用。常规气源灶的评价重在利用多种静态指标评价灶的质量，最后以累积生气强度作为气源灶的评价指标。缺乏对气源灶生气过程的研究。大量实际资料表明，生气高峰期出现的时机、持续时间对成藏效率有明显的控制作用。

成藏过程的有效性以天然气运聚的动力、输导体系、封盖性能的定量评价为重点，将影响成藏过程的众多单一地质因素的定性评价引向综合定量评价。力图通过一些地质上可以操作的有效指标达到对成藏过程是否高效做出判断。

要素组合的有效性强调在中国含油气盆地中，哪些特殊的环境能够为形成高效天然气藏提供最优的成藏要素。使高效天然气藏分布预测研究结合到具体的富气盆地、富气区带中，在大气田形成的普遍规律下，落实制约高效天然气藏形成最关键的成藏要素形成的条件。根据中国天然气资源分布普遍偏深的特点，近期重点研究了深层优质储层形成机理问题，这是关系到深层能否形成高效经济资源的关键因素。

可见，高效天然气藏形成与分布的研究是围绕高效天然气藏有效发现而展开的，所涉及的内容都是目前中国天然气地质学中研究相对薄弱的基础问题，力图在 20 年天然气科技攻关成果的基础上有所创新，为推动中国天然气地质学的发展做出进一步的贡献。以下介绍的部分成果是近百名长期从事天然气地质研究的科学家群体，在项目首席科学家带领下，近 3 年来致力于基础研究而取得的。

第二节　有机质“接力成气”模式

干酪根热降解生油气理论已有效指导了世界范围的油气勘探。Ⅰ、Ⅱ型干酪根以生油

为主，Ⅲ型干酪根以生气为主的特征早为人们所认识，有效指导了中国天然气勘探，体现在近20年来煤成气取得的重大成果上。我国中西部地区叠合盆地深层发育的海相烃源岩现今热演化程度普遍较高，大量生油阶段已过，按传统理论属已耗尽的烃源岩，不再有生烃潜力。因此，过成熟烃源岩（R_o值大于2.0%）究竟有无生气潜力，这不仅关系到相当多的地区和层系是否要将其剔除在勘探选择之外，而且对破译我国中西部地区许多成藏机理问题都很有帮助。

一、液态烃大量生成及其热裂解成气时机

1. Ⅰ型和Ⅲ型干酪根低温加水生油气量模拟实验

Ⅰ型样品为泌阳凹陷沙三段湖相泥灰岩，其有机碳含量为4.75%，R_o值为0.64%，I_H值为502mg/g，S_1值为0.66 mg/g，S_2值为23.86mg/g，碳酸盐含量为50.7%；Ⅲ型样品为渤海湾盆地石炭系太原组泥岩，属海陆交互相沉积，其有机碳含量为2.48%，R_o值为0.8%，I_H值为54.03mg/g，S_1值为0.26mg/g，S_2值为1.34mg/g。模拟实验在高压釜中进行，加热至设定温度后恒温72h。为了提高生烃母质热演化程度，延长恒温时间至20d（水的临界点为374.2℃，所设温度应小于此温度，否则模拟实验体系为干烧体系）。不同温阶条件下油气产率曲线（图4－1）的显著特征是：Ⅰ型烃源岩在生油阶段大量产液态烃（这是后期在高—过成熟阶段发生油裂解生气的物质基础），而Ⅲ型烃源岩则以生气为主，油气比低。

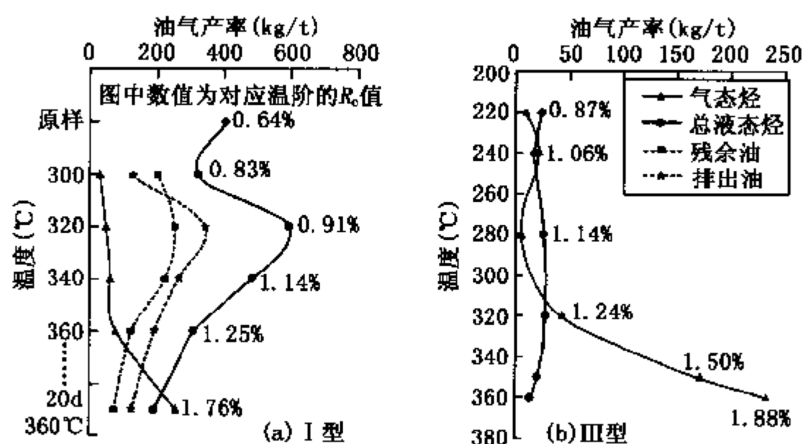


图4－1　Ⅰ型和Ⅲ型烃源岩低温加水模拟实验生油、气量对比

2. 封闭和开放体系条件下有机质生气量对比及油裂解生气时机

加拿大威利斯顿盆地奥陶系海相泥灰岩有机质丰度高，热演化程度低，进行生、排烃模拟实验比较理想。其有机碳含量为31.8%，R_o值为0.61%，I_H值为377mg/g，有机质类型为$Ⅱ_1$型。对同一样品分别在开放体系和封闭体系下进行模拟实验，结果见图4－2。

开放体系的原始样品用氯仿抽提72h后再进行实验，以去除可溶有机质的参与。开放体系由于烃类边生边排，阶段产气量主要是干酪根降解产物；封闭体系的阶段产气量则包含了干酪根降解和原油裂解的产气量。二者的差值可认为是原油裂解的生气量，即原油裂

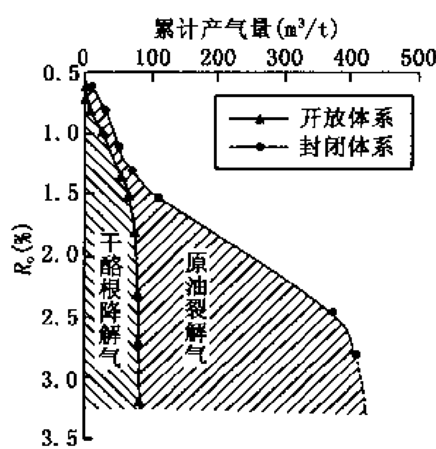


图 4-2　同一样品封闭和开放体系条件下的生气量对比

解气。比较干酪根降解气和原油裂解气的生气时机和生气数量，发现干酪根降解气大量生成在 R_o值为 1.0%～1.8%的阶段，主体在 R_o值小于 1.6%时已完成；而原油裂解气大量生成在 R_o值大于 1.6%以后，明显晚于干酪根降解气的生成，生气量则大约是干酪根降解气生成量的 4 倍。这说明，在高—过成熟阶段，原油裂解气是天然气成藏的重要贡献者，因此在我国海相地层高热演化地区，找气仍有良好前景。

二、不同类型干酪根与原油的生烃动力学

由于不同类型干酪根的化学组成和结构特征不同，因而不同阶段产气率会有较大变化。笔者选取代表Ⅰ型、Ⅱ型、Ⅲ型干酪根的烃源岩及取自塔里木盆地轮南地区轮古 2 井下古生界的海相原油，采用金管封闭体系进行基础实验（生气过程及生气数量包含已生成液态烃裂解生气和干酪根降解生气两部分），获得不同类型有机质的天然气转化率曲线，进行生烃动力学研究。对不同母质主生气期的确定基于两点，一是天然气转化率曲线斜率的突变点，二是主生气期内天然气的生成量占总生气量的 70%～80%。由图 4-3 可见，实验条件下，不同升温速率（1℃/Ma、2℃/Ma、5℃/Ma、10℃/Ma、20℃/Ma）有机质的成气转化速率基本一致，主生气期对应的 R_o值，Ⅰ型干酪根为 1.2%～2.3%，Ⅱ型干酪根为 1.1%～2.6%，Ⅲ型干酪根为 0.7%～2.0%，海相原油为 1.5%～3.5%。该结果反映，原油大量裂解生气明显滞后于干酪根降解生气，Ⅰ型干酪根的生气曲线较Ⅲ型包含更多油裂解气，所以，大量生气期延续到热演化更高的阶段。

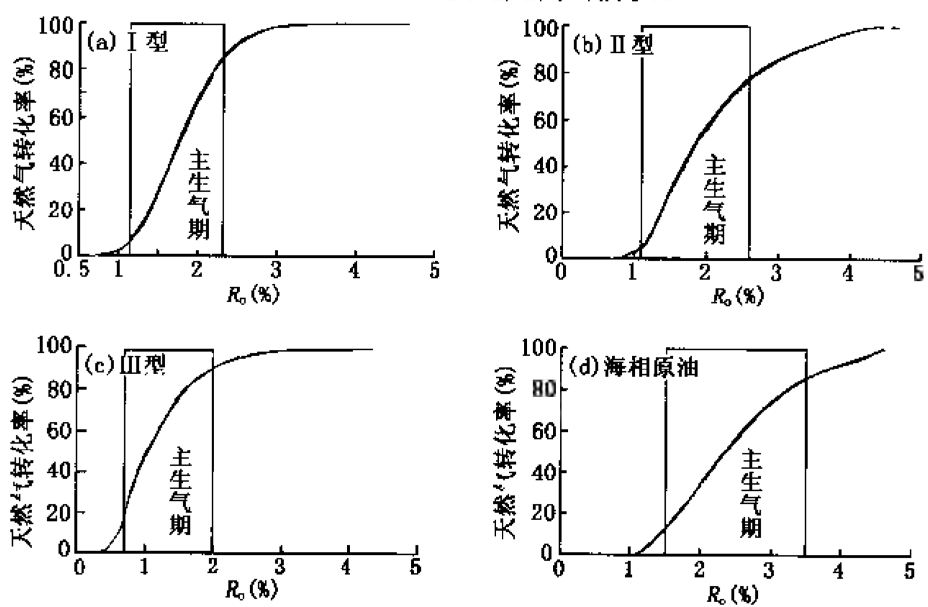


图 4-3　不同类型气源灶的天然气转化率曲线

三、液态烃的两种主要赋存状态

烃源岩中的液态烃有两种来源：一是在早成岩阶段干酪根形成之前，沉积有机质通过黏土矿物催化作用和机械能作用形成的未熟油；二是干酪根在液态窗阶段发生热降解形成的。有机质类型不同的烃源岩形成液态烃的数量和上述两种液态烃所占比例差异较大。Ⅲ型有机质有利于生成未熟油，生成的未熟油数量和对总液态烃的贡献比Ⅰ型、Ⅱ型有机质更高；Ⅰ型、Ⅱ型有机质以干酪根晚期降解生油为主。烃源岩中由两种机制产生的液态烃在自然界有两种赋存状态，一是从烃源岩排出，在储集体的适宜部位富集形成油藏；另一种是呈分散状继续保留在烃源岩体内。随烃源岩类型、产状、厚度与液态烃产生阶段和其后经历的埋藏过程不同，滞留在烃源岩中的液态烃数量也有较大变化。后者是本书关注的重点，也是“接力成气”模式提出的重要依据之一。

1. *岩性和有机质含量对烃吸附量的影响*

对不同类型烃源岩吸附气量的实验（表4－1）表明，有机质对气的吸附量远大于岩石中矿物颗粒对气的吸附量，占主导地位，并随有机质含量的多寡，发生数量级的变化。因此，含Ⅲ型有机质的煤岩和含Ⅰ型、Ⅱ型有机质的油页岩中都相对富含液态烃。

表4－1 岩性和有机质含量对吸附气量的影响

岩 性	有机碳（%）	最大生气量（L/t）	吸附气量（L/t）	
			C_1—C_5	C_1
煤	83.25	84193	36000	20828
灰质泥岩	23.00	24335	6269	1622
泥岩	3.73	4711	620	120
含泥粉晶云岩	3.00	2155	518	128

2. *不同类型烃源岩的排烃机制和效率*

烃源岩有效排烃的必要条件是生烃量大于岩石和所含有机质对烃的吸附量。在不同演化阶段，由于沉积物处于不同成岩阶段及其中有机质的生烃量不同，烃源岩排烃机制、方式、相态和效率不同（图4－4）。

泥岩以压实排烃为主，排烃的4个主要阶段依次为水溶相排烃、油溶相排烃、气溶相排烃和扩散相排烃，主要运移通道有较大的孔隙、构造裂缝和断层、微裂隙、缝合线以及有机质或干酪根网络等。其中，油页岩富含有机质，由于有机质的吸附作用，初次排烃的门限值很高；但生烃量一旦达到排烃门限值，将由克服毛细管阻力发生排烃转化成通过由干酪根和液态烃以及孔隙、裂缝组成的有机质网络通道（图4－4c）发生排烃，即由扩散排烃机制转变成渗流排烃机制（图4 4a），排烃率并不低（最高可达80%），而有机质丰度相对较低（有机碳含量小于6.0%）的烃源岩排烃率为10%～80%（图4－4b，张文正，私人交流，2004），差异较大。可见排烃率与岩性特征和排烃机制密切相关。碳酸盐岩烃源岩由于胶结作用强烈，固结成岩较早，多种排烃机制共存：成岩早期至中期阶段以压实和晶

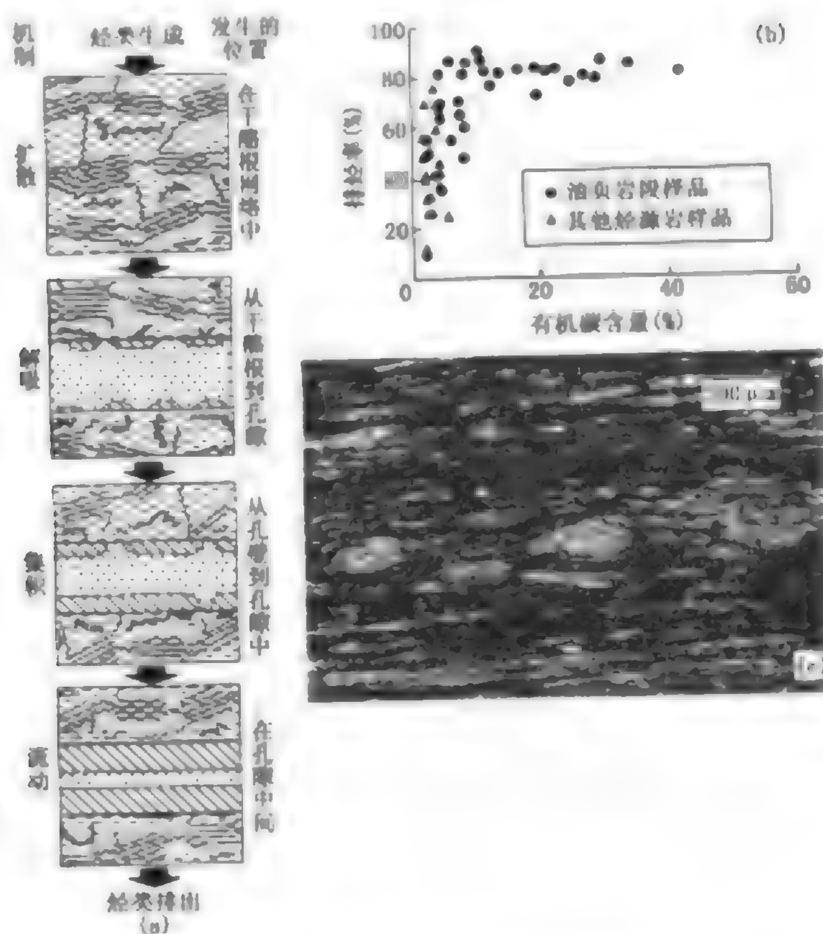


图 4-4 烃源岩排烃率与高效排烃机制

(a) 由扩散到渗流的排烃模式（据 Welte，1997）；

(b) 有机碳含量与排烃率关系；

(c) 干酪根、液态烃和微裂缝系统构成的有机质立体网络排烃通道；

(b)、(c) 资料由中国石油长庆油田公司张文正教授提供

析排烃为主；高—过成熟阶段以微裂缝和分子扩散排烃为主，排烃率一般较高。煤系烃源岩由于富含有机质及单位有机质生成液态烃数量很少等，液态烃排驱效率很低，但特殊沉积环境发育的富含壳质体和木栓质体的煤岩，亦可形成煤成油。

上述表明，液态烃滞留于烃源岩体内是普遍现象，在有些情况下，排出量远小于滞留于烃源岩体内的数量（图 4-5）。研究这部分液态烃在高—过成熟阶段的变化及成藏潜力，不论对生烃理论的深化还是对拓展勘探领域，都有十分重要的意义。

四、有机质"接力成气"模式及其在勘探中的意义

有机质"接力成气"（图 4-6）是指成气过程中生气母质的转换和生气时机的接替。沉积有机质的整个生气演化过程贯穿了"接力成气"的特点，具有一种模式两种形式，即由Ⅰ型、Ⅱ型有机质构成的干酪根降解成气与液态烃裂解成气的接力过程，以及由Ⅲ型有机

质构成的干酪根降解成气与可溶有机质裂解成气的接力过程。二者在成气母质转化与贡献的时机上有先后不同。实际上，从接力成气的全过程来说，还应包括在未熟—低熟阶段由微生物作用形成的生物气、生物—热催化作用形成的过渡带气以及微生物作用形成的再生生物气。不同类型干酪根降解生气的过程主要发生在 R_o 值小于 1.6％的成熟—高成熟早期阶段。生气动力学实验揭示（图 4－7），Ⅰ型、Ⅱ型干酪根大量生气始于 80℃，主生气期（累计产气量大于 70％）发生在 R_o 值小于 1.6％的成熟—高成熟早期阶段；Ⅲ型干酪根主生气期发生在 R_o 值小于 1.3％以前；原油裂解大量生气始于 160℃，主生气期在 R_o 值大于 1.6％的高—过成熟阶段，且单位原油裂解产气量是等量干酪根的 2～4 倍（视原油组成特征和成熟度而变化）。在高—过成熟阶段，对于含有Ⅰ型、Ⅱ型干酪根的烃源岩，主要是液态烃的热裂解，干酪根降解气和原油裂解气的贡献比例大致为 1∶2。本书认为，早期形成的古油藏和呈分散状分布于烃源岩中的液态烃都是高—过成熟阶段成气的重要气源母质，而且后者更具普遍性（赵文智，2004，香山科学会议）。

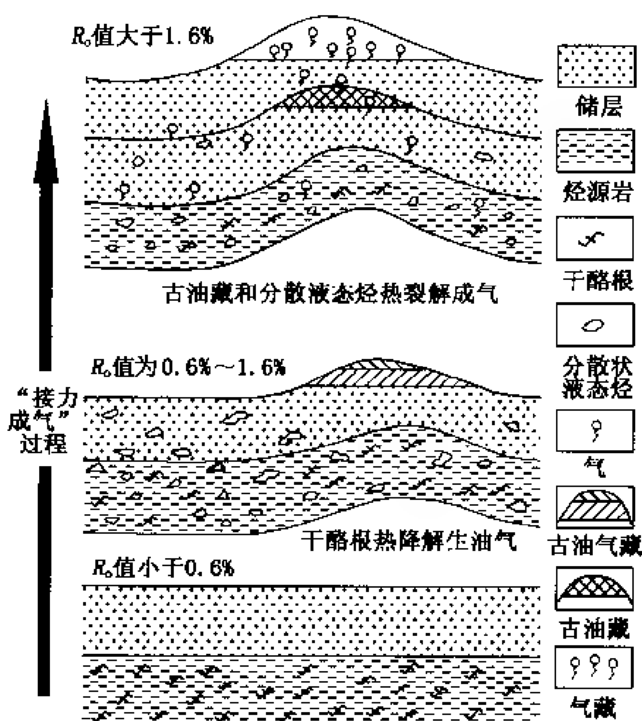


图 4－5　液态烃的主要赋存状态及接力成气过程

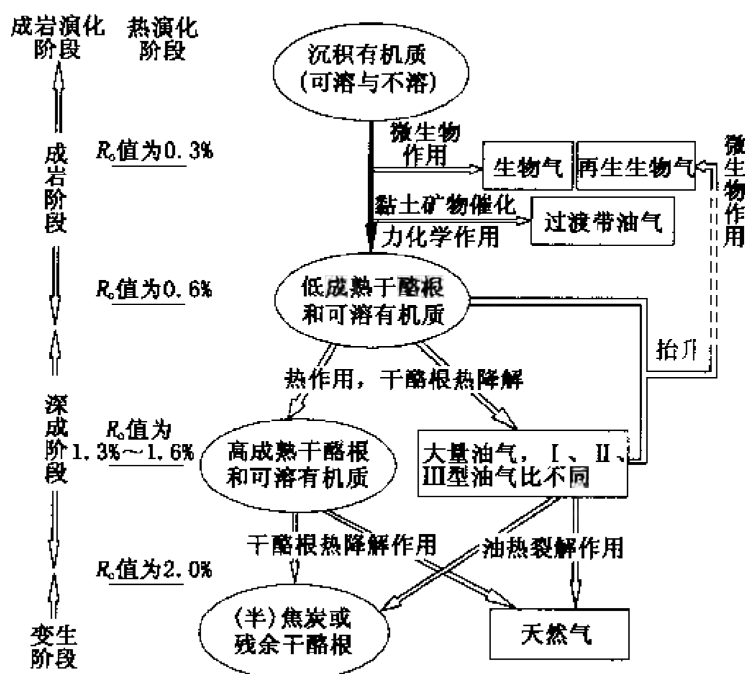


图 4－6　有机质的“接力成气”机理

有机质的“接力成气”模式的内涵是：①干酪根降解成气与液态烃裂解成气在时机和贡献上构成接力；②干酪根降解形成的液态烃只有一部分可排出烃源岩，形成油藏；相当多的液态烃呈分散状仍滞留在烃源岩内，在高—过成熟阶段发生热裂解，使烃源岩仍具有良好的生气潜力。有机质“接力成气”模式的提出，丰富和发展了干酪根降解成油气理论，回答了我国天然

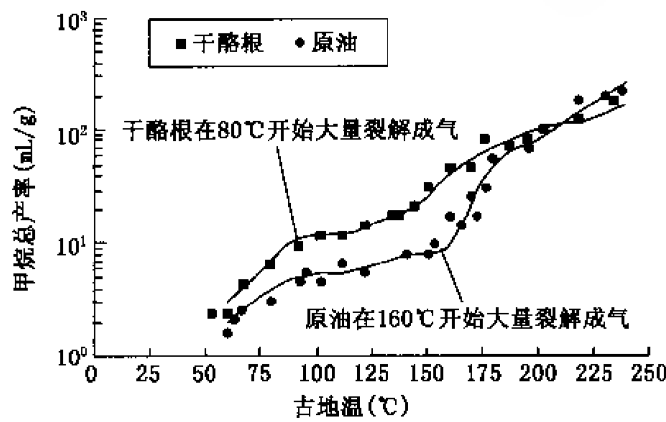


图4-7 干酪根和原油大量裂解成气时机比较

气晚期成藏的机理问题和烃源岩高一过成熟地区的勘探潜力问题，对拓展勘探领域有重要意义。各种类型天然气的生烃组分、作用动力及其特征列于表4-2。虽然各种生气作用及其阶段具有一定重叠性，但每一阶段都以一种作用占主导地位。因此，针对不同地区的地质情况，可以重点寻找不同类型的天然气资源。

有机质“接力”成气机理的提出，完善和推进了有机质成气理论的发展，部分回答了我国天然气晚期成藏的机理问题，也揭示我国一些烃源岩热演化为高一过成熟的地区仍然有良好的天然气勘探潜力。

表4-2 不同类型天然气成因及主要地球化学特征

项目		不同成因天然气				
		生物气	过渡带气	干酪根降解气	油裂解气	再生生物气
主要演化阶段	成岩演化阶段	成岩阶段（干酪根形成之前）		深层热解阶段	深层　变生阶段	微生物生存的浅埋藏阶段
	有机质热演化阶段	R_o<0.3%	0.3%<R_o<0.6%	成熟—高成熟阶段 0.6%<R_o<2.0%	高—过成熟阶段 R_o>1.6%	R_o>0.6%
	煤演化阶段	泥炭	褐煤、长焰煤	气煤、肥煤、焦煤、瘦煤、贫煤	瘦煤、贫煤、无烟煤	泥炭、褐煤、长焰煤
作用的动力		微生物作用（产甲烷菌发酵作用）	黏土矿物催化、力化学作用	热作用	高热作用	微生物作用
主要生烃组分		CO_2和H_2的还原；乙酸、甲酸、甲醇、甲基胺等发酵	可溶有机质和极性组分、富芳环不溶有机质	不溶有机质干酪根	已生成的原油	经过一定程度热演化的烃源岩及其产物（油、重烃气、煤等）
气体地球化学特征	组分特征	气体非常干，C_1/(C_1—C_5)>0.9；重烃和非烃气很少	甲烷为主，含一定量重烃和非烃；C_1/(C_1—C_5)为0.7~0.99；非烃以CO_2和N_2为主	受母源和热演化程度影响，差异较大；C_2/C_3值基本不变	同一母源油裂解气与干酪根降解气相比，C_2/C_3值不断增大，C_1/C_2值则减小	常与重油伴生，主要是干气，也有湿气。C_1/(C_1—C_5)为0.70~0.99，重烃含乙烷、丙烷、丁烷、戊烷乃至己烷

续表

项目		不同成因天然气				
		生物气	过渡带气	干酪根降解气	油裂解气	再生生物气
气体地球化学特征	$\delta^{13}C_1$ (‰, PDB)	-100～-55	-60～-45	-45～-28(陆源有机气)；-38～-20(煤型气)	-55～-30	具典型生物甲烷碳同位素特征，$\delta^{13}C_1<-55$‰
	重烃碳同位素分布		$\delta^{13}C_1>\delta^{13}C_2>\delta^{13}C_3$	$\delta^{13}C_1>\delta^{13}C_2>\delta^{13}C_3$	$\delta^{13}C_1>\delta^{13}C_2>\delta^{13}C_3$	乙烷以上重烃呈热成因碳同位素值
	$\delta^{13}C_{CO_2}$ (‰, PDB)	<-20		-25～15	-15～9	

第三节 高效气源灶的概念、评价方法及意义

传统研究气源岩的方法主要从生气潜力评价指标和气源岩的空间分布考察气源岩的生气潜力和有效性。戴金星对中国已发现的探明储量大于 $100\times10^8m^3$ 大中型气田的气源岩研究，统计分析认为生气强度大于 $20\times10^8m^3/km^2$ 是形成大中型气田的主控因素之一。因此，气源岩的优质和生气总量大是形成大中型气田的物质保障。越来越多的研究和勘探实践亦显示，在高生气强度范围内并不是所有圈闭都能形成大中型气田，气源岩的有效性不仅与原始生气潜力有关，还与生气过程以及气体的运聚过程密切相关，包括原油裂解快速生气和与高效成藏作用相关的快速生气过程等。

一、高效气源灶的概念

高效气源灶是指具有一定分布范围的高有机质丰度气源岩在热力或生物化学营力作用下，在较短时间内生成并排出大量天然气，从而在大、中型气藏形成中高效发挥作用的气源岩体。强调时间、营力和生气量三者之间的关系。高效气源灶包括两层涵义：①气源岩生气的物质基础，即具备形成大、中型气田的物质条件（累计生气强度>$20\times10^8m^3/km^2$）；②强调生气的热动力学过程对生气效率与成藏效率的影响。高效气源灶具有高生气效率和供气效率，是高效天然气藏形成的物质基础。

地质历史中，烃源岩在地下所经历的地温是不断变化的，不同的盆地或者同一盆地不同历史时期的升温速率也可能有很大的不同。在不同升温速率下，其成熟、生烃过程以及不同时期对生烃的贡献也不同。模拟实验证实，在较高的升温速率下，烃源岩在相对较短的地质时期内达到较高的天然气转化率。而在较低的升温速率下，需要较长的地质时间才能达到相同的天然气转化率。在较高的升温速率下，烃灶的供气速率也较高，主生气期的时间跨度相对短、对形成高效天然气藏十分有利。当气源岩完成大量生气的作用时间小于20Ma时，供气速率会很高，表现为高效气源灶，而当完成大量生气时间大于40Ma时，供气速率就很低了，对高效富集成藏不利（图4-8）。

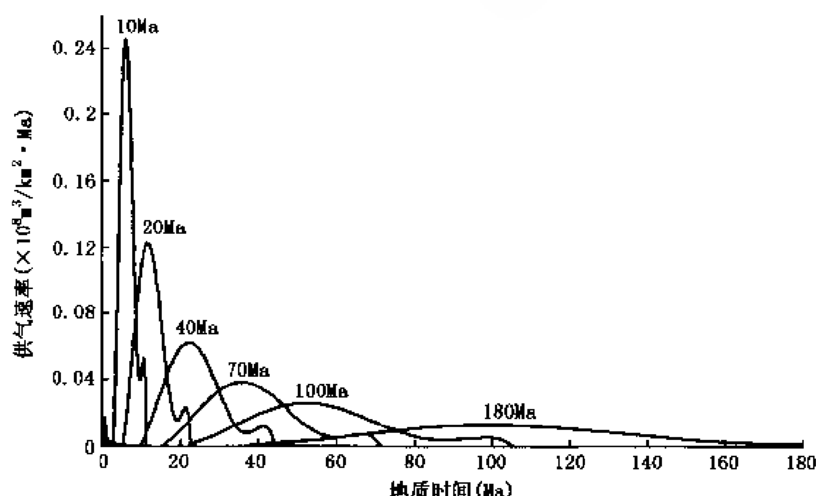


图4-8 气源岩主生气期作用地质时间与供气速率关系图

二、高效气源灶评价方法

优质气源岩是形成大中型气田的物质基础，高效气源灶是高效气藏形成的必要条件。为了评价气源灶的动态生气过程，采用主生气期作用时间（T_m，单位 ΔMa）、熟化速率（R_{ov}，单位%/Ma）、主生气期内生气速率（G_v，单位 $10^8m^3/(km^2 \cdot Ma)$）和主生气期内的生气量比例（G_p，单位%）等四项指标来表征气源灶，这四项指标均可以通过含气盆地实际地质数据统计和生烃动力学计算两种方法获得。

1. 中国含气盆地主要气源岩主生气期作用时间 T_m（ΔMa）

从天然气聚集成藏的理论出发，气藏的形成是天然气充注和逸散的动平衡过程，只有气藏内气体的充注量远远大于气藏内气体的散失量，才能形成气藏乃至高效气藏。从成藏角度，供气速率越大，气藏气聚集的时间越短，气藏捕获气体距现今时间愈短，则形成大气田，尤其是高效气田的可能性愈大。因此，气源灶主生气期持续的时间决定了气藏聚集的效率。

对中国含气盆地主要气源岩埋藏和受热史分析，不同生气过程气源岩主生气期作用时间列于表4-3，以40Ma为界，小于40Ma的气源灶，均与盆地内发育的高效气藏有成因联系；而大于40Ma的气源灶，盆地或坳陷中发育高效气藏的几率较小。因此，根据气源灶主生气期作用时间与高效气藏出现几率的统计分析，40Ma作为高效气源灶划分的指标具有勘探应用价值。

表4-3 中国主要含气盆地气源灶主生气期作用时间

盆地	层位	主生气期作用时间 T_m（ΔMa）	主生气期距今时间（Ma）
库车	侏罗系	8	8
莺歌海	崖城组	18	20

续表

盆　地	层　位	主生气期作用时间 T_m (ΔMa)	主生气期距今时间 (Ma)
琼东南	崖城组（崖南）	23	20
琼西南	石炭系	20	23
琼东南	崖城组（宝岛）	21	23
琼东南	文昌组	24	24
库车	三叠系	23	27
川西	中上三叠统	38	38
准南	侏罗系	23	23
松辽盆地	侏罗纪—早白垩世	30	30
柴北缘	侏罗系	23	23
鄂尔多斯	石炭—二叠系	83	100
黄骅坳陷	石炭—二叠系	45	45
冀中凹陷	石炭—二叠系	45	45
吐哈盆地	侏罗系	45	45

2. 气源灶的熟化速率 R_{ov}（ΔR_o,%/Ma）

熟化速率是指主生气期内单位时间有机质成熟度增加的程度（ΔR_o%/Ma）。有机质成熟过程中，由于其熟化速率不同，对生烃的贡献也不同。表 4-4 是中国主要含气盆地气源灶的熟化速率统计结果，参照中国高效气藏的分布，确定高效气源灶的熟化速率 $R_{ov}>0.05$%/Ma。

表 4-4　中国主要含气盆地气源灶熟化速率统计表

盆　地	层　位	R_{ov}（%/Ma）0.5%～2.5%	R_{ov}（%/Ma）0.8%～2.5%
库车	侏罗系	0.028	0.236
莺歌海	崖城组	0.096	0.083
琼东南	崖城组（崖南）	0.085	0.075
琼东南	崖城组（宝岛）	0.078	0.071
琼东南	文昌组	0.042	0.068
库车	三叠系	0.028	0.065
塔西南	石炭系	0.010	0.074
川西中	上三叠统	0.032	0.062
准南	侏罗系	0.010	0.052
松辽盆地	侏罗纪—早白垩世	0.016	0.050
柴北缘	侏罗系	0.010	0.043

续表

盆　地	层　位	R_{ov}（%/Ma）0.5%～2.5%	R_{ov}（%/Ma）0.8%～2.5%
鄂尔多斯	石炭—二叠系	0.008	0.018
黄骅坳陷	石炭—二叠系	0.004	0.010
冀中凹陷	石炭—二叠系	0.004	0.010
吐哈盆地	侏罗系	0.005	0.004

3. 主生气期内生气速率 G_v [10^8m^3/（km^2·Ma）]

主生气期内生气速率是指主生气期范围内单位百万年有机质生气强度，用单位时间内单位面积生成的天然气数量表示 [10^8m^3/（km^2·Ma）]。生气速率愈大，气源灶对气藏的供气速率亦愈大。是主生气期内气源灶对天然气藏形成贡献大小的具体体现。根据中国主要含气盆地气源灶的生气速率统计结果，高效气源灶的 $G_v>0.6\times10^8m^3$/（km^2·Ma）。

4. 主生气期内的生气量比例 G_p（%）

形成大中型气田要具备一定的物质基础，即气源岩高的生气量是形成大中型气田的必要条件。同样，高效气源灶亦应该满足形成高效气藏对生气量的要求。根据生烃动力学计算，主生气期内的生气量占总生气量的60%以上。

应用上述参数刻画出的高效气源灶可以更为准确地反映气源岩生气效率，在高效气源灶及其周缘形成高效天然气藏的几率更大一些。图4－9a是利用气源灶的熟化速率（ΔR_o）参数刻画出的库车凹陷侏罗系高效气源灶分布范围，对比图4－9b利用累积生气强度等值线圈定的气源灶可以看出，在大于 $20\times10^8m^3/km^2$ 的生气强度范围内，在库车坳陷西部地区5Ma以来的熟化速率（R_{ov}）大于0.05%/Ma，达到高效气源灶的标准，应该最有利于形成类似克拉2这样的高效天然气藏。

三、高效气源灶的类型与特征

通过对中国各主要含气区气源灶生气过程有效性的评价，按气源岩母质类型、热动力学环境与沉积埋藏史等初步划分出六种类型气源灶（表4－5）。其中低地温梯度晚期快速埋藏型（以库车坳陷为代表）、高地温梯度晚期快速埋藏型（以莺琼盆地为代表）、海相原油裂解型（以川东石炭系为代表）和生物型（以柴东第四系为代表）等4种类型的气源灶满足高效气源灶的标准。晚期快速埋藏、异常热流体和生物化学作用等是导致高效气源灶形成的主要地质条件。另外两类气源灶，即早期快速埋藏晚期停滞型（以鄂尔多斯盆地为代表）以及早期停滞后期持续埋藏型（以渤海湾盆地冀中坳陷为代表）均因主生气期距今时间长，持续时间长而导致熟化速率和生气速率均较低，尽管亦可以成为形成大中型气田的物质基础，但不能满足形成高效气藏的物质条件，不能成为高效气源灶。

1. 低地温梯度晚期快速埋藏型高效气源灶

中国西部前陆盆地以新近纪、特别是中新世以来快速沉降为特点。以库车前陆盆地为例，5.3Ma以来沉积厚度达3000～4000m，沉积速率最高为800m/Ma，快速沉降伴随着烃源岩快速升高，导致熟化速率 R_{ov} 达0.065～0.236%/Ma，生气速率 G_v 在 $2.0\times10^8m^3$/（km^2·Ma）



a. 库车坳陷5Ma以来气源岩熟化速率ΔR_o(%/Ma)等值线（>0.05范围为高效气源灶）



b. 库车坳陷烃源岩累积生气强度等值线（>20范围为大气田形成有利区）

图4－9　库车坳陷不同参数表示的气源灶范围

以上，构成西部前陆盆地最为典型的高效气源灶，围绕该高效气源灶是库车坳陷发现克拉2型的高效天然气藏的主要勘探区。

表4－5　中国主要气区气源灶类型划分及评价参数

烃源岩类型	气源灶类型特征	代表性盆地	生气强度（$\times 10^8$ m^3/km^2）	熟化速率 R_{ov}（%/Ma）	生气速率G_v [$\times 10^8$ m^3/（$km^2 \cdot Ma$）]	主生气期作用时间 T_m（Ma）	主生气期生气量比例 G_p（%）	气源灶有效性
煤系	①低地温梯度晚期快速埋藏型	库车坳陷	>80～100	0.065T 0.236J	2.0	8～27	J：68； T：72	高效气源灶
	②高地温梯度晚期快速埋藏型	莺琼盆地	40～126	0.068～0.083	0.6～5.6	20～24	75	高效气源灶
	③早期快速埋藏晚期停滞型	鄂尔多斯盆地	>30	0.018	0.2～0.3	79	52	低效气源灶

续表

烃源岩类型	气源灶类型特征	代表性盆地	生气强度（$\times10^8$ m^3/km^2）	熟化速率 R_{ov}（%/Ma）	生气速率 G_v [$\times10^8$ m^3/（km^2·Ma）]	主生气期作用时间 T_m（Ma）	主生气期生气量比例 G_p（%）	气源灶有效性
煤系	④早期停滞后期持续埋藏型	冀中、黄骅等	30～40	0.01	0.1	45	48	低效气源灶
海相	⑤干酪根源内裂解和古油藏内裂解	塔里木、川东等	>50	0.066	>3.0	20～46	60	高效气源灶
生物型	⑥浅层生物型气源灶	柴达木第四系	>30～35	0.15	>20	2	100	高效气源灶

2. 高地温梯度晚期快速埋藏型高效气源灶

莺琼盆地新生代以来的异常高的沉积速率和深源热流体活动引起的高温异常导致烃源岩熟化速率很高，气源灶熟化速率 R_{ov} 可达 0.06～0.08%/Ma 以上。生气速率 G_v 可达1.3×10^8～5.6×10^8m^3/（km^2·Ma），从而形成断坳型盆地高效气源灶，崖 13－1 等一批高效天然气藏的形成得益于此。

3. 海相原油裂解型高效气源灶

川东石炭系高效大气田的形成取决于该地区早期古隆起上形成的古油藏晚期裂解成气。由于古隆起分布范围很大，古油藏内原油裂解的生气强度普遍大于 20×$10^8m^3/km^2$，裂解生气速率 G_v 大于 3.0×10^8m^3/（km^2·Ma），基本是在 40Ma 以来完成主要的裂解成气过程，成气效率很高，构成一类次生型高效气源灶。对海相Ⅰ型干酪根与原油裂解成气的模拟实验表明，在高演化阶段原油裂解生气的潜力要远远大于干酪根生气潜力，因此对于我国中西部地区广泛分布的演化程度很高的海相烃源岩区，应该更加重视古油藏或者分散状原油晚期裂解成气的潜力，而干酪根在演化程度很高的状态下其生气潜力有限。对海相原油裂解型高效气源灶形成条件的认识有助于古老克拉通盆地天然气勘探领域的优选。

4. 浅层生物型高效气源灶

由于特殊的地质与环境背景，柴达木盆地东部地区第四系湖相泥岩在高原缺氧寒冷条件下，在生物作用对有机质进行改造的过程中，完成了一种快速、高效的生气过程，由于生气时间几乎接近现今且生气量巨大，因此反映其高效生气过程的各项参数指标都是最优的，特别是大于 20×10^8m^3/（km^2·Ma）的生烃速率使得其他成藏条件几乎可以忽略不计而形成高效大气田，是一类特殊类型的高效气源灶。

四、高效气源灶在勘探中的意义

高效气源灶是在气源灶基础上，加入气源灶经受的热动力学过程以及发生运移的天然气空间分配与可成藏圈闭在时、空间的耦合关系，因此，对形成高效气藏的贡献不仅在于单位时间内的供气数量大，而且也有气源灶内部因快速生气产生的微裂缝发生幕式排气，

使运移效率更高，由于单位时间的快速供气导致天然气运移输导体系与常规气源灶的不同，以及成藏时间相对“短促”，减少了天然气散失数量等，这些因素共同作用使高效气源灶提供的生气总量有效地转化成高效天然气资源量，成为控制高效气藏形成的首要因素。因此，从天然气运聚成藏机理分析，高效气源灶的排气机理和二次运移途径不同于常规气源灶。从高效气藏勘探效率分析，高效气源灶是形成高效天然气资源的物质基础，在高效气源灶发育区发现高效气藏的几率最大。

第四节 天然气高效成藏过程的控制因素

天然气藏的形成是天然气生成、运移、聚集、散失与保存这些地质过程综合作用的结果。上述地质作用中的每一项都会对天然气成藏过程的有效性产生影响。在本章第三节中已对气源灶的影响进行了论述，本节将主要讨论天然气从气源岩排出后的运移、聚集和散失过程对天然气成藏过程有效性的影响。

一、天然气成藏过程的有效性

天然气成藏过程是否有效，其根本的判别标准就是这一成藏过程是否形成了具有商业价值的天然气聚集。根据天然气运聚动平衡原理，如果进入圈闭的天然气量大于从圈闭中散失的天然气量，就可以形成天然气藏，这样的成藏过程就是有效的。因此，天然气向圈闭的充注速率与天然气的散失速率的差，即天然气的净聚集速率是衡量天然气成藏过程有效性的直接标志。所以，天然气成藏过程的有效性可以用天然气成藏—保存阶段单位圈闭面积的天然气净聚集速率表示，即：

$$q=\frac{Q}{t\times S} \tag{4—1}$$

式中 q——天然气聚集速率；

Q——天然气藏的地质储量；

S——圈闭面积；

t——天然气藏形成时间。

由于气藏的探明储量就是天然气的最小聚集量，因此，该聚集速率应认为是天然气聚集速率的下限。由于天然气藏的形成是一个聚散动态平衡的过程，用成藏时间计算的天然气的净聚集速率不仅可以表示天然气的充注过程，也包括了天然气的保存条件。

对于已知的天然气藏，其成藏过程显然是有效的，但不同气藏成藏过程有效性的高低明显不同。对我国陆上29个大中型气田天然气成藏有效性指标进行了研究，在我国主要大中型气田中，克拉2气田的聚集速率达到1180.99×10^6m^3/（km^2·Ma），而苏里格气田的聚集速率仅0.61×10^6m^3/（km^2·Ma），两气田天然气的成藏效率明显不同。

根据主要大中型气田天然气聚集速率的不同，可以把天然气成藏过程的有效性划分为三个级别：高效成藏过程、中效成藏过程和低效成藏过程。高效成藏过程是指天然气聚集速率大于100×10^6m^3/（km^2·Ma）的成藏过程，中效的成藏过程是指天然气聚集速率在100×10^6～10×10^6m^3/（km^2·Ma）的成藏过程，低效的成藏过程是指天然气聚集速率小

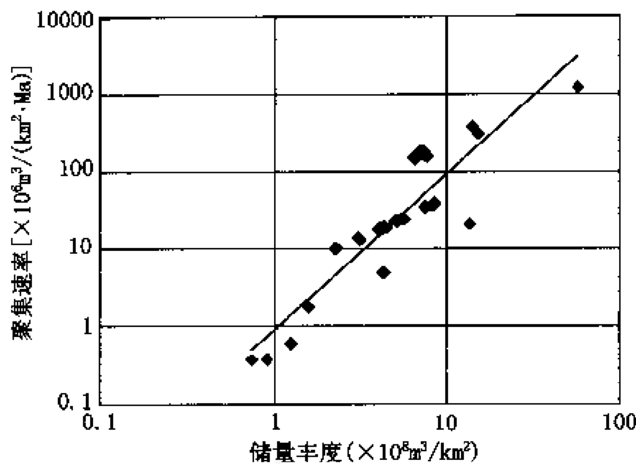


图 4－10 根据天然气藏聚集速率对气藏成藏过程有效性的分类

于 $10\times10^6m^3/(km^2\cdot Ma)$ 的成藏过程（图 4－10）。

在我国主要大中型气田中，具有高效成藏过程的气田主要包括克拉 2、羊塔克、迪那 2 以及英买 7、玉东 2、吐孜洛克、牙哈等；属于低效成藏过程的气田主要有长庆、苏里格、长东，其他大部分大中型气田具有中等效率的成藏过程。

二、天然气成藏过程有效性的主控因素

天然气成藏过程的有效性与成藏地质因素有重要的成因关系，这些地质因素主要包括成藏动力、输导条件和封闭条件。因此，也可以说，天然气成藏过程的有效性受成藏动力的有效性、输导条件的有效性和封闭条件的有效性的控制。根据对典型高效气藏和典型低效气藏的解剖和主要大中型气田的统计研究，上述三个方面的有效性可以分别用成藏期源储剩余压力差、输导体系的类型和输导汇聚效率、气藏盖层的厚度和排替压力表征。

1. 成藏期源储剩余压力差

成藏期源储剩余压力差是指天然气在成藏关键时刻烃源的剩余压力与储层孔隙流体剩余压力的差值。这一源储剩余压力差是以断裂作为垂向运移通道的情况下天然气从烃源岩通过输导通道进入圈闭最主要的动力。克拉 2 高效气田和苏里格低效气田的研究结果表明，二者在成藏期源储剩余压力的差异是造成其成藏过程有效性差异的原因之一。

（1）库车坳陷克拉 2 气田源储剩余压力差

笔者通过对库车坳陷异常压力与形成异常压力各种地质因素的统计分析，认为库车坳陷异常压力的形成主要与构造挤压作用、流体充注作用和地层的欠压实等作用有关（王雅星，2004）。库车坳陷构造演化研究表明，构造挤压作用主要发生在上新世库车期（N_2k）至今 5.2Ma 以来即地壳发生大规模冲断的时期。古构造应力场的模拟表明研究区白垩系顶面在古近纪末的最大应力值为 35MPa 左右，N_1 末为 44MPa 左右。N_2 末为 47MPa 左右，与今应力值 70MPa 相比明显偏低。而流体的充注作用也是伴随天然气的成藏同时发生的。因此，在天然气的成藏期或成藏期以前，流体的超压主要是由于欠压实作用形成的。

根据泥岩欠压实平衡深度计算，对应于克拉 2 气田储层在成藏阶段的剩余压力为 12MPa。流体包裹体古压力分析表明库车坳陷克拉 2 气田古近－新近系储层和白垩系储层的古压力为 62～66MPa。若考虑当时的埋深，克拉 2 气藏成藏期储层流体压力基本处于正常压力状态（表 4－6）。而侏罗系烃源岩在库车期末的埋深至少达到 6500m，根据微裂隙排烃的破裂压力公式计算，此时烃源岩的剩余压力至少可达 52MPa。说明此阶段在侏罗系烃源岩排烃时，其源储剩余压差可达 40MPa（图 4－11）。

表 4-6 根据包裹体分析计算的成藏期古压力

井号	层位	样品中深 (m)	N_2k 末剥蚀厚度 (m)	形成温度 (℃)	形成压力 (MPa)	温度梯度 (℃/100m)	压力梯度 (MPa/100m)
克拉 2	$E_{1-2}km$	3564	2857	160	62	2.305	0.966
	K_1bs	3831.3	2857	165	65	2.289	0.972
	K_1bs	3900	2857	160	66	2.190	0.977
	K_1bs	3924.5	2857	168	66	2.300	0.973

同时，克拉 2 气藏形成过程中逆冲断层的“构造抽吸作用”对高源储剩余压力差的形成具有重要意义。克拉 2 构造形成过程的物理模拟实验证实，随着挤压作用的不断进行，断层开始发生错断，克拉 2 号构造位置断层倾角在不断加大，穹隆状构造不断加强。当断层发育到一定的阶段，相当于克拉 2 号构造已受断裂控制明显形成至最终定型阶段，处于活动状态的断层沿断层面形成了非常明显的构造脱空现象，受空腔内负压的影响，深部烃源层中的流体快速流入产生脱空的部位，实验模型中可见明显的液态物质流动并伴随有气泡的产生。这一实验成果证实挤压构造在形成过程中，断层活动时沿断层面形成阻力很小的优势天然气运移通道，断层面上构造脱空形成的负压空间，形成了高的源储剩余压力差，因而对流体产生明显的抽吸效应，使流体沿优势运移通道加速运移，“构造抽吸作用”是克拉 2 高效气田形成的重要机理。

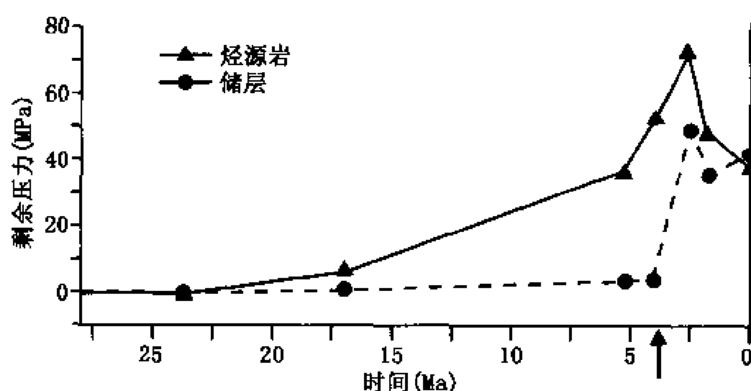


图 4-11 克拉 2 气田烃源岩和储层剩余压力演化图

(2) 苏里格气田成藏期源储剩余压力差

苏里格气田目前的地层压力表现为异常低压为主。根据魏新善等（2001）的研究，苏里格气田属于一个处于萎缩期的深盆气藏，由于上古生界烃源岩生烃的衰竭和天然气的散失，地层一直处于一种降压的过程中。根据深盆气藏的形成机理，在气藏的形成期，应具有比较高的压力，一般处于超压状态。流体包裹体分析和欠压实研究结果，也证实其成藏期的储层处于超压状态。根据流体包裹体分析结果和泥岩欠压实计算，苏里格气田成藏期储层流体压力为 40~57MPa（表 4-7）。考虑当时地层的埋藏深度，其储层剩余压力平均值为 18MPa。同样按微裂缝排烃模型计算成藏期烃源岩排烃剩余压力为 43MPa。因此，苏里格气田的源储剩余压力差为 25MPa。该值大大低于库车前陆盆地克拉 2 气田的源储剩余压差。

两气田源储剩余压力差的明显差异是造成其成藏过程有效性差异的原因之一。

表 4-7 鄂尔多斯盆地上古生界古压力计算结果对比表

井号	井深(m)	层位	流体密度(g/cm³)	形成温度(℃)	形成压力(MPa)	
					包裹体计算	欠压实计算
苏6	3328.5	盒8	0.97	169	50.6	40.5
苏18	3573.5	盒8	0.996	160	45.0	44.8
布1	3772.5	盒7	0.967	161.7	53.7	45.4
鄂6	3480	山1	0.938	168	41.14	40.7
芦参1	3551	山2	0.955	170.5	52.5	53.5
李华1	4019	太1	0.944	184.2	49.6	43.4
桃6	3365	盒8	0.925	167	56.8	42.7
神3	2082.4	山2	0.95	148	45.5	41.7
召4	3008	盒8	1.1	170	55.6	40.8
榆17	2069	山1	0.94	155	47.1	42.3
盟5	1889	山2	0.93	161	41.8	29

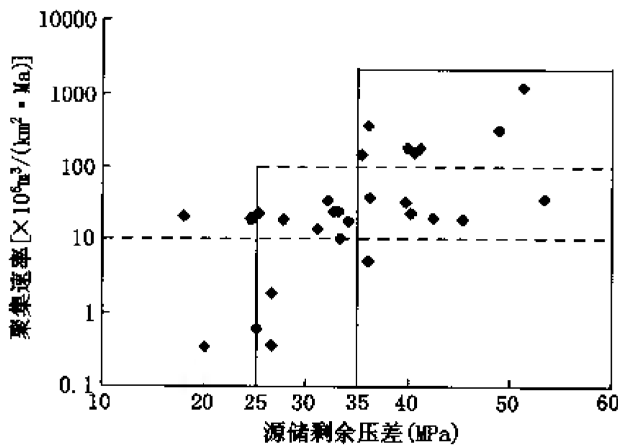


图 4-12 天然气藏聚集速率与源储剩余压力差的关系

(3) 大中型气田源储剩余压差与成藏效率之间的关系

对我国陆上主要大中型气田的统计研究也表明，天然气成藏过程的有效性与气田成藏期源储剩余压力差有密切的相关关系（图 4-12）。从图中可以看出，具有高效成藏过程［天然气聚集速率大于 $100\times10^6m^3/(km^2\cdot Ma)$］的气田，其源储剩余压力差均大于 35MPa；具有中效成藏过程［天然气聚集速率在 $100\times10^6\sim10\times10^6m^3/(km^2\cdot Ma)$ 之间］的气田，其源储剩余压力差均大于 25MPa；而具有低效成藏过程［天然气聚集速率小于 $10\times10^6m^3/(km^2\cdot Ma)$］的气田，其源储剩余压力差基本为 25MPa 或小于 25MPa。统计结果表明，源储剩余压力差对天然气成藏过程有效性具有重要的控制作用。

2. 输导体系的类型和输导汇聚效率

天然气藏的输导体系是连接气源灶和气藏圈闭的运移通道，输导体系的类型及其输导效率直接影响天然气运移聚集的效率。

克拉 2 构造由 5 条逆断层相互叠置包容而成，每条断层都是直接断入侏罗—三叠系烃源岩并连接古近系和白垩系储层的烃源断层，从而保证了克拉 2 气田有充足的气源。特别是沿古近—新近系膏盐层底发育的反向断层，它一方面堵截了其他几条断层向上发育穿过膏盐层，减免了天然气的漏失，另一方面还封堵和汇聚了沿其他断层向上运移的天然气，

使其在构造顶部富集成藏。反向断层的存在是克拉2气田有别于其他相邻构造的独特之处，也是克拉2大气田形成的重要原因。克拉2构造中的断层与烃源岩和储层相互大面积的直接接触形成了连通的运移网络，无论是垂向运移通道还是侧向运移通道都是相互畅通的，能在较大范围里捕获汇聚烃源，进一步保证了充足的气源（图4－13）。

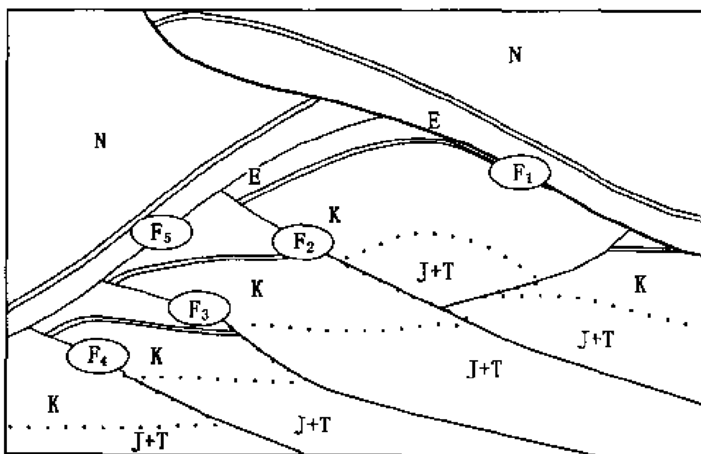


图4－13　克拉2气藏的输导体系

苏里格气田是以低渗透砂体为主组成运移输导系统的，输导效率低。苏里格气田的源储关系以“广覆式”的互层为主要形式。烃源岩生成的天然气可以在广大的面积上进入储层。苏里格气田输导体系以河流相砂体为主，可以划分为厚层带状砂体、薄层带状砂体和透镜体三种类型，输导砂体物性差，连通性差，非均质性强。渗透性较好的高渗砂体分布在渗透性较差的低渗砂体中，不能连片分布。高渗砂体孔渗性较好，排替压力较低，而低渗砂体孔渗性较差，排替压力较高（表4－8）。鄂尔多斯盆地上古生界气藏存在多个压力系统，单个气藏规模较小，延伸长度1～2km，宽度100～200m，由于地层平缓，气柱高度一般为5～20m。理论计算表明，5～20m气柱高度所产生的浮力最大不超过0.16MPa。而厚层带状砂体与薄层带状砂体的排替压力差高达0.5MPa以上。因此，天然气靠浮力作用很难从厚层砂体进入薄层砂体发生运移和汇聚，这样薄层带状砂体实际上不能起输导作用，而成为阻流砂体。天然气只存在于互不连通的孤立的厚层砂体中，而不能大面积汇聚。

表4－8　苏里格气藏不同类型输导砂体输导参数对比表

砂体类型	分选系数	排替压力（MPa）	饱和度中值压力（MPa）	最大连通孔喉半径（μm）	中值半径（μm）
厚砂体	3.35	0.18	1.75	9.12	0.45
薄砂体	2.76	0.76	14.54	23.54	0.07
透镜体	3.08	0.38	2.16	3.22	0.38

因此，输导体系类型和输导效率的差异是造成高效气藏和低效气藏成藏过程有效性差异的第二个原因。

3. *盖层的厚度和排替压力*

气藏封盖层的好坏是能否形成大油气田的关键条件。由于天然气分子小、渗透性强，有水溶、渗流、扩散等多种散失方式，因此，气藏对封盖层的要求更高。克拉2气藏的膏盐质盖层厚度大、排替压力高、流变性高，有效地阻止或减缓了天然气的散失，形成了高效的天然气聚集。而苏里格低效气藏以泥岩盖层为主，盖层厚度和排替压力不及克拉2气

藏的膏盐质盖层，天然气散失较严重。

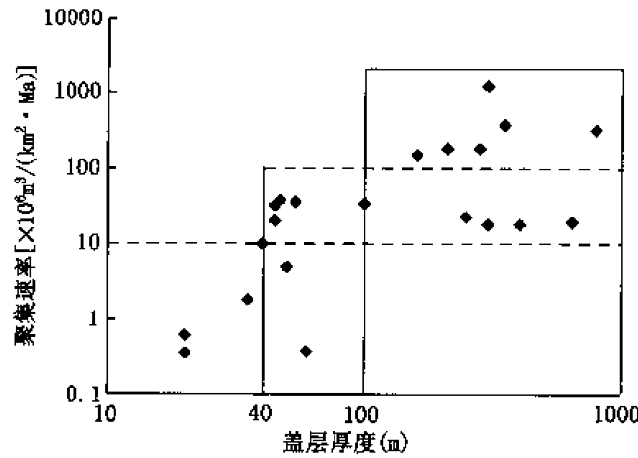


图 4－14　天然气藏聚集速率与盖层厚度的关系

统计结果表明，盖层的厚度和排替压力与气藏成藏过程的有效性之间具有明显的相关关系（图 4－14 和图 4－15）。具有高效成藏过程的气藏，其盖层厚度大于 100m，排替压力大于 25MPa；具有中等效率成藏过程的气藏，其盖层厚度大于 40m，排替压力大于 15MPa；而具有低效成藏过程的气藏，其盖层厚度一般小于 40m，排替压力一般小于 15MPa。

三、天然气成藏过程有效性的评价方法

根据上述分析，气藏成藏期源储剩余压力差、输导体系的类型和输导汇聚效率、盖层的厚度和排替压力是控制天然气成藏过程有效性的主要地质因素。在我国盆地的地质条件下，高效成藏过程的主要地质条件是天然气成藏期的源储剩余压力差大于 35MPa，具有以断裂为主的汇聚型输导体系，气藏盖层厚度大于 100m、排替压力大于 25MPa；中效成藏过程的主要地质条件是天然气成藏期的源储剩余压力差大于 25MPa，具有以断裂为主的汇聚型输导体系，气藏盖层厚度大于 40m、排替压力大于 15MPa；低效成藏过程的主要地质条件是天然气成藏期的源储剩余压力差小于 25MPa，以低渗透、非均质砂体为主要输导体系，气藏盖层厚度小于 40m、排替压力小于 15MPa。

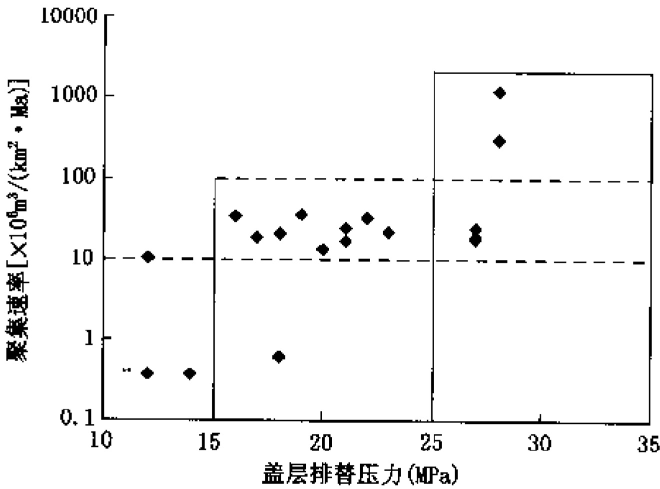


图 4－15　天然气聚集速率与盖层排替压力的关系

因此，可以用天然气成藏期源储剩余压力差、盖层厚度和排替压力以及输导体系类型作为天然气成藏过程有效性的评价指标对天然气的成藏过程进行半定量评价（表 4－9）。

表 4－9　天然气成藏过程有效性评价指标体系

成藏过程有效性	源储剩余压差（MPa）	输导体系	盖层	
			厚度（m）	排替压力（MPa）
高效	＞35	汇聚型输导体系	＞100	＞25

续表

成藏过程有效性	源储剩余压差（MPa）	输导体系	盖层	
			厚度（m）	排替压力（MPa）
中效	>25	汇聚型输导体系	>40	>15
低效	<25	低渗砂体	<40	<15

根据盆地天然气成藏条件的研究，做出成藏期源储剩余压力分布图、输导体系类型分布图、盖层厚度和排替压力分布图，对上述图件进行叠合，根据表4－9的评价标准，可以在盆地范围内对天然气成藏过程的有效性做出评价，预测高效成藏过程的分布区。

第五节 高效天然气资源形成与分布特征

一、高效天然气资源形成的地质环境

高效气源灶是高效天然气资源形成的基础，高效气源灶的分布控制着高效天然气资源的分布。前述按照中国沉积盆地气源灶生气特征，可划分出4种类型的高效气源灶，即低地温梯度晚期快速埋藏型、高地温梯度晚期快速埋藏型、海相原油裂解型和生物型，这四种高效气源灶的分布控制着高效天然气资源的分布。

低地温场背景下的中西部煤系前陆盆地不仅具备高效气源灶形成的良好环境，天然气资源丰富，而且在晚期快速深埋与强烈挤压变形条件下，在深层具备优质碎屑岩储层形成的多种有利条件，新构造运动为天然气成藏提供了特殊的初次运移与二次运移的动力源和有效的成藏过程，挤压背景下形成的大型构造圈闭为天然气藏的形成提供了有利的聚集场所，加上优质的膏盐层与泥岩盖层的封盖作用，中西部前陆盆地是高效天然气藏形成的最有利地区。发育这种类型高效气源灶的前陆盆地最典型的是塔里木的库车前陆盆地，此外，塔西南前陆盆地、准噶尔南缘前陆盆地、川西前陆盆地也具有形成高效气源灶的条件，高效天然气资源丰富。鄂尔多斯盆地西缘、柴达木盆地西缘、吐哈盆地等小型前陆盆地受成气母质结构以及成熟史的影响，高效气源灶特征不明显。

中西部克拉通盆地发育海相原油裂解型高效气源灶。塔里木盆地、四川盆地、鄂尔多斯盆地海相烃源岩具有分布面积广、有机质丰度高，且多以Ⅰ、Ⅱ型干酪根为主，生油潜力巨大。这些克拉通盆地均经历了烃源岩早期大规模成熟生烃的过程，加里东—海西期—印支期形成的古油藏及滞留于烃源岩内部的液态烃晚期可以形成原油裂解型高效气源灶，是克拉通盆地重要的高效天然气资源基础。塔里木盆地和田河高效大气田与川东飞仙关鲕滩高效大气田的探明证实了古油藏裂解成气的巨大潜力。碳酸盐岩沉积高能相带中发育多期改造的优质储层，不受深度的限制，同样具备形成高效天然气藏的环境，不仅可以在新构造中形成次生型高效天然气藏，而且在深层可以形成大面积分布的地层岩性型原生高效天然气藏（原生型古油藏裂解）。关于高温条件下碳酸盐岩生气机理的研究也在不断深人，如在对碳酸盐岩生烃潜力研究过程中，发现有机钙盐可以生气，该物质形成于有机质早期

生烃阶段，由有机酸与碳酸钙构成，分布广泛且热稳定性高，在有机质生烃高演化阶段开始大量分解，释放出大量烃类气体，成为一种重要的生气母质，如果其生气量达到一定的规模，将会提高成熟区碳酸盐岩的生气潜力。总之，在高成熟海相碳酸盐岩分布区，围绕早期古油藏以及分散状液态原油裂解气形成的高效天然气藏勘探前景广阔。

柴达木盆地第四系在低地温场背景下发育高咸化水湖盆，为生物气的形成创造了良好的地质条件。由于生物气形成时间很晚，目前尚处于生气高峰期，虽然其成气机理与干酪根裂解气不同，但同样表现为高效气源灶的典型特征，加之其独特的生、运、聚动平衡成藏机理，形成一类特殊的高效天然气资源。

中国近海新生代盆地烃源岩具有高地温梯度晚期快速埋藏特征，与西部前陆盆地相比，同受新构造运动的影响，虽然沉降厚度不如前陆盆地大，但由于地温梯度很高，烃源岩同样具有晚期快速大量生烃的特征，加之煤系烃源岩以生气为主，现今大部分地区处于高效气源灶发育的鼎盛时期，是高效天然气资源分布的重要领域。

二、高效天然气资源的分布

1. 高效天然气资源计算

相对于一般大中型气田形成地质条件而言，高效气藏形成的条件更为苛刻，必须同时具备三个条件，即高效气源灶、优势输导体系和优质储层。在不同的地质背景下，高效气藏形成要素的组合方式存在差异，这种差异决定了高效气藏的类型及规模。也就是说，高效天然气资源的预测必须考虑三个有效性，即生烃灶的有效性、成藏过程的有效性和成藏要素组合的有效性。从天然气资源评价成因法的角度出发，这些有效性的有机结合最终可以在运聚系数的取值上体现出来。因此，在高效天然气资源量预测中，提出“有效运聚系数”的概念。

有效运聚系数的求取是在中国石油天然气股份有限公司第三轮资源评价中油气运聚单元刻度区解剖成果的基础上，以在运聚单元内用统计方法得到的资源量与烃源岩生气高峰期内的生气量之比值而得。气源灶生气高峰期内生成量即代表高效气源灶的贡献。

2. 高效资源量预测

目前对于高效天然气资源量的计算尚处于探索阶段，主体思路仍是参照天然气资源评价中的成因法进行。主要的工作流程是：

1）分析统计高效气田，建立高效气田与烃源岩生气高峰期内单位时间生气强度的关系；

2）确定高效生烃灶范围，圈定高效生烃灶分布范围；

3）分别计算每套烃源岩高效生烃灶范围内的总生气量；

4）确定有效运聚系数；

5）计算高效资源量。以每套烃源岩的高效生气量乘以有效运聚系数，即为高效资源量。

初步评价结果，我国主要含气区的高效天然气资源总量占天然气总资源量的35%～40%，其中塔里木盆地库车坳陷、四川盆地的北部、柴达木盆地三湖地区以及海域盆地高效天然气资源最为丰富，应是今后寻找高效天然气藏的主要地区。

参考文献

包茨主编．1988．天然气地质学．北京：科学出版社

陈建平，赵文智，秦勇等．1998．中国西北地区侏罗纪煤系油气形成（之一）．石油勘探与开发，25（3）：1～5

陈建平，赵文智，秦勇等．1998．中国西北地区侏罗纪煤系油气形成（之二）．石油勘探与开发，25（4）：3～6

陈建平，赵文智，秦勇等．1998．中国西北地区侏罗纪煤系油气形成（之三）．石油勘探与开发，25（5）：3～7

陈孟晋，张建博．2003．浅议我国西北低煤阶含煤盆地煤层气的勘探对策．石油勘探与开发，30（1）：18～21

陈荣书主编．1989．天然气地质学．武汉：中国地质大学出版社

陈星綵，顾信章．1992．原油和沥青的核磁共振平均分子结构参数作为地化指标的研究．石油勘探与开发，19（1）：32～38，67

程克明，关德师，陈建平等．1991．烃源岩产烃潜力的热压模拟实验及其在油气勘探中的应用．石油勘探与开发，18（5）：1～11

戴金星，陈践发，钟宁宁等．2003．中国大气田及其气源．北京：科学出版社

戴金星，裴锡古，戚厚发．1992．中国天然气地质学（卷一）．北京：石油工业出版社

戴金星，卫延召，赵靖舟．2003．晚期成藏对大气田形成的重大作用．中国地质，30（1）：10～19

戴金星，夏新宇，洪峰．2002．天然气地学研究促进了中国天然气储量的大幅度增长．新疆石油地质，23（5）：357～365

戴金星，戚厚发，郝石生编著．1989．天然气地质学概论．北京：石油工业出版社

戴金星，王廷斌，宋岩等．1997．中国大中型天然气田形成条件与分布规律．北京：石油工业出版社

戴金星．1992．各类烷烃气的鉴别．中国科学（B辑），（2）：187～193

戴金星．2003．加强天然气地学研究，勘探更多大气田．天然气地球科学，14（1）：1～14

戴金星等．1995．鉴别煤成气和油型气若干指标的初步探讨．石油学报，16（2）：31～38

戴金星等．2001．我国煤系的气油地球化学特征、煤成气藏形成条件及资源潜力．北京：石油工业出版社

龚再升．2004．中国近海含油气盆地新构造运动与油气成藏．地球科学：中国地质大学学报，29（5）：513～517

顾家裕，方辉，贾进华．2001．塔里木盆地库车坳陷白垩系辫状三角洲砂体成岩作用和储层特征．沉积学报，19（4）：517～523

顾家裕，贾进华，方辉．2002．塔里木盆地储层特征与高孔隙度、高渗透率储层成因．科学通报，47（增刊）

关德师，戚厚发，钱贻伯．1997．物气的生成演化模式．石油学报．18（3）：31～36

郭绍辉，秦匡宗．2003．未熟—低熟油成烃母质的化学组成结构及其成因的化学机理．见：中国未成熟石油成因机制和成藏条件．北京：石油工业出版社，97～136

郝芳等．2004．超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理．北京：科学出版社，258～260

郝石生，陈章明，黄志龙等．1996．天然气藏的形成与保存．北京：石油工业出版社

郝石生，黄志龙，高耀斌．1991．轻烃扩散系数研究及天然气运聚动平衡原理．石油学报，12（3）：17～24

郝石生，黄志龙，杨家琦．1994．天然气运聚动平衡原理及应用．北京：石油工业出版社

郝石生，柳广弟，黄志龙等．1993．天然气资源评价的运聚动平衡模型．石油勘探与开发，20（3）：16～

21
郝石生，张振英．1993．天然气在地层水中溶解度变化特征及地质意义，14（2）：12～22
何萍，王飞宇，赵长毅．1996．西北中生界烃源岩中木栓质体特征、演化与烃类生成．石油勘探与开发，23（1）：7～11
侯读杰，王铁冠．1993．中国陆相沉积中的低熟油气资源．石油勘探与开发，20（6）：38～45
雷怀彦，师育新，关平等．1997．铝硅酸盐粘土矿物对形成过渡带气的催化作用研究．中国科学（D辑），27（1）：39～45
李本亮，王明明，魏国齐等．2003．柴达木盆地三湖地区生物气横向运聚成藏研究．地质论评，49（1）：93～100
李剑等．2001．气田天然气成藏物理化学模拟研究．北京：石油工业出版社
李晋超，马永生，张大江等．1998．中国海相油气勘探若干重大科学问题．石油勘探与开发，25（5）：1～2
李梅，李谦，张秋茶等．2003．库车前陆冲断带天然气具有深埋水溶气特点．天然气地球科学，14（5）：366～370
刘文汇，徐永昌，史继扬等．1996．生物—热催化过渡带气形成机制及演化模式．中国科学（D辑），26（6）：511～517
刘文汇．1994．生物—热催化过渡带天然气地化特征．石油勘探与开发，21（2）：108～109
卢双舫，冯亚丽，刘晓艳等．2000．与未熟—低熟油产出相关的有机质样品的宏观热解特征及其意义．石油勘探与开发，27（1）：16～18
欧阳健．1999．测井地应力分析——以库车坳陷克拉2井气藏解释为例．新疆石油地质，20（3）：213～217
戚厚发，孔志平，戴金星等．1992．我国较大气田形成及富集条件分析．见：石宝珩主编．天然气地质研究．北京：石油工业出版社，8～15
秦匡宗，郭绍辉，李术元．1997．有机地质大分子结构与未熟油生成．石油勘探与开发，24（5）：1～6
邱蕴玉，徐濂，黄华梁．1994．威远气田成藏模式初探．天然气工业，14（1）：9～13
邱中建，康竹林，何文渊．2002．从近期发现的油气新领域展望中国油气发展前景．石油学报，23（4）：1～6
宋岩，王喜双．2003．新构造运动对天然气晚期成藏的控制作用．天然气地球科学，14（2）：103～106
王红岩，李景明等．2004．煤层气基础理论、聚集规律及开采技术方法进展．石油勘探与开发，31（6）：14～16
王文军，宋宁，姜乃煌等．1999．未熟油与成熟油的混源实验、混源理论图版及其应用．石油勘探与开发，26（4）：34～37
王兆云，程克明，张柏生．1995．加水热模拟实验气态产物特征及演化规律研究．石油勘探与开发，22（3）：36～40
于冰，张井，于建勇．1997．电子束辐照下富氢镜质体生烃标志．石油勘探与开发，24（6）：1～3
张厚福，方朝亮．2002．盆地油气成藏动力学初探——21世纪油气地质勘探新理论探索．石油学报，23（4）：9～12
张抗，王大锐．2003．中国海相油气勘探的启迪．石油勘探与开发，30（2）：9～16
张水昌，王宇飞等．2004．塔里木盆地塔东2油藏形成历史——原油稳定性与裂解作用实例研究．石油勘探与开发，31（6）：25～31
赵孟军，肖中尧，彭燕等．1998．煤系泥岩和煤岩生成原油的地球化学特征．石油勘探与开发，25（5）：8～10

赵孟军，张水昌，廖志勤．2001．原油裂解气在天然气勘探中的意义．石油勘探与开发，28（4）：47～49，56

赵孟军，张水昌，刘丰忠．2003．油藏演化的两个极端过程．石油勘探与开发，30（5）：21～23

赵庆波，张公明．1999．煤层气评价重要参数及选区原则．石油勘探与开发，26（2）：23～26

赵文智，何登发，池英柳等．2001．中国复合含油气系统的基本特征与勘探技术．石油学报，22（1）：6～13

赵文智，何登发．2002．中国复含油气系统的基本特征与勘探对策．石油学报，23（6）：1～9

赵文智，何登发，宋岩等．1999．中国陆上主要含油气盆地石油地质基本特征．地质论评，45（3）：232～240

赵文智，靳久强，薛良清等．2000．中国西北地区侏罗纪原型盆地形成与演化．北京：地质出版社

赵文智，张光亚，何海清等．2002．中国海相石油地质与叠合含油气盆地．北京：地质出版社，204～209

周兴熙等．1998．塔里木盆地天然气形成条件与分布规律．北京：石油工业出版社

Andrew R S，Kaiser W R，Walte B A. 1997. 美国圣胡安盆地的次生生物成因和热成因煤层气．天然气地球科学，8（4）：29～36

Andrew R S，Kaiser W R，Walte B A. 1997. 美国圣胡安盆地的次生生物成因和热成因煤层气．天然气地球科学，8（4）：29～36

Axelson D E. 1987. Spinning side-band suppression and quantitative analysis in solid state C-13 NMR of fossil fuels. Fuel. 66（2）：195～199

Galimov E M. 1988. Sources and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rock. Chemical Geology，71：77～95

Mango F D，Hightower J W. 1997. The catalytic decomposition of petroleum into natural gas. Geochim Cosmochim Acta. 61：5347～5350

Mango F D. 1996. Transition metal catalysis in the generation of natural gas. Org. Geochem. 24（10/11）：977～984

Quiley T M，Mackenzie A S. 1998. The temperature of oil and gas formation in sub-surface. Nature. 333：549～552

Theriault Y，Axelson D E. 1988. Solid state ^{13}C NMR dipolar dephasing study of Canadian coals. Fuel. 67（1）：62～66

Tissot B P，Welte D H. 1984. Petroleum formation and occurrence. New York Tokyo：Springer-verlag

Welte D H. 1997. Petroleum and basin evolution. Belin Heidelberg：Springer-verlag

第五章　岩性地层油气藏的形成条件与分布规律

半个多世纪以来，我国油气勘探事业取得了巨大成就，硕果累累，不仅构造油气藏勘探成果辉煌，岩性地层油气藏也取得了重大突破和发现，越来越显示出在未来油气勘探中的重要地位。中国石化、中国石油大学等在渤海湾盆地济阳坳陷隐蔽油气藏研究中，提出了“断坡控砂、复式输导、相势控藏”等认识。本章将结合近年来中石油相关研究院所在岩性地层油气藏形成理论与勘探实践所取得的成果，重点阐述岩性地层油气藏形成条件与分布规律研究中的一些新认识，包括岩性地层油气藏内涵与类型、储集体类型及受控条件、圈闭形成条件、油气藏分布规律以及勘探思想、形势与地位等内容。

第一节　岩性地层油气藏的内涵与类型

一、岩性地层油气藏的定义与内涵

过去对于构造油气藏以外的油气藏类型多笼统称为非构造油气藏或隐蔽油气藏，岩性地层油气藏最早就被人们笼统地归属于非构造油气藏或隐蔽油气藏这个相对模糊的概念中。

隐蔽油气藏最早由卡尔（1880）提出，是指较难发现和识别的油气藏类型。威尔逊（1934）提出了非构造圈闭是“由于岩层孔隙度变化而封闭的储层”的观点。莱复生（1936）提出了地层圈闭的概念，并发表了题为“地层型油田”的论文。哈尔伯蒂（1972）著文将地层圈闭、不整合圈闭、古地形圈闭所形成的油气藏统称为隐蔽油气藏。随着油气勘探技术的发展和研究工作的深入，隐蔽油气藏的内涵扩大为：在现有勘探方法与技术水平的条件下，较难识别和描述的油气藏类型，通常泛指所有非构造圈闭油气藏，它涵盖了地层、岩性、古地貌（形）、复杂断块、低幅度平缓背斜、水动力圈闭、毛细管力封闭、水溶气、天然气水合物等油气藏类型。需要指出，因为隐蔽油气藏“subtle reservoirs”概念比较模糊，勘探对象的针对性比较宽泛，国外石油界目前已很少使用。

岩性地层油气藏，国外石油界习惯称为“stratigraphic reservoirs”，直译为地层油气藏，按国内习惯应译为岩性地层油气藏“litho－stratigraphic reservoirs”。长期勘探实践和研究结果表明，岩性地层油气藏与构造油气藏一样，均受特定构造背景和沉积条件控制，有一定的分布规律可寻。随着石油地质理论的进步和勘探技术手段的提高，特别是高分辨率数字地震技术和层序地层学理论的广泛应用，能够直接识别的岩性地层圈闭数量越来越多。近几年，华北、大庆、吉林、长庆、新疆和塔里木等油田分公司，以层序地层学理论为指导，以高分辨率三维地震解释和大比例尺沉积微相工业制图为基础，进行岩性地层圈闭识别和油藏描述，发现了一大批岩性地层油气藏。

目前我国在这类油气藏的实际勘探生产中，隐蔽油气藏、非构造油气藏、岩性地层油气藏等术语常混合使用，有时泛指所有非构造成因的油气藏，有时也包括当时地球物理技

术难以识别的构造油气藏，存在相互混淆和歧义。针对这种情况，2002 年贾承造提出用岩性地层油气藏这一概念来描述这类油气藏，并指出该领域蕴藏着丰富的油气资源，有着巨大的勘探潜力，是中国陆上今后油气勘探的重点领域。2003 年贾承造在“中国岩性地层油气藏资源潜力与勘探技术”论文中，为了明确研究对象、避免概念混淆以及与国际接轨，建议不使用“隐蔽圈闭”一词，明确提出使用岩性地层油气藏的概念。

由于岩性地层油气藏有别于其他隐蔽油气藏形成的地质背景、圈闭机制、勘探思路和技术方法，同时由于其有巨大勘探潜力，有必要在区别其他的隐蔽油气藏方面进行定义上的限定和研究。以往多数学者将其中的岩性型或地层型油气藏统归为岩性油气藏，也有的统归为地层油气藏。目前认为，岩性地层圈闭是明显缺乏四个方位闭合且用寻找构造圈闭的勘探战略无法发现的圈闭，如果和构造有关，却发育在一个意想不到的地方（如构造下部侧翼的位置），因而其圈闭无法单独用构造闭合度来定义和描述。

本书根据岩性地层圈闭成因和成藏特征，提出了岩性地层油气藏的定义。

岩性地层油气藏主要是指由沉积、成岩、构造与火山等作用而造成的地层削截、超覆、相变，使储集体在纵、横向上发生变化，并在三度空间形成圈闭和聚集油气而形成的油气藏。包括岩性、地层和以构造为背景的岩性—地层复合油气藏。

从上述论述可以看出，岩性地层油气藏与隐蔽油气藏在概念上有较大差别，但岩性地层油气藏是隐蔽油气藏的主要类型。

二、岩性地层油气藏的主要类型

对于岩性地层油气藏分类，不同学者有不同的分类方案。胡见义等（1986）将非构造油气藏分为四大类：岩性圈闭油气藏、地层圈闭油气藏、混合圈闭油气藏和水动力圈闭油气藏。国外学者有根据圈闭形成的主要机制划分为侧向相变化圈闭、侧向沉积尖灭圈闭、超覆（隐伏）露头圈闭、河道（沟谷）充填圈闭、成岩圈闭、裂缝圈闭和水动力圈闭等几大油气藏类型。

目前普遍采用形态分类法。按照圈闭形态可分为岩性圈闭、地层圈闭和复合圈闭油气藏，其中岩性型圈闭按形态又可分为岩性上倾尖灭和透镜体两种类型，地层型圈闭按与不整合面的关系可分为不整合面之上和不整合面之下两种类型，若按沉积作用可分为地层超覆圈闭和地层剥蚀圈闭两种类型，复合圈闭按形态又分为构造—岩性和构造—地层两个亚类。

成因分类法往往由于不同学者强调的主控机制不同，而出现分类方案差别较大。本书根据圈闭成因划分为 6 大类、15 亚类圈闭。即沉积型、构造—沉积复合型、成岩型、淋滤型、喷发型、裂缝型等类型。其中沉积型圈闭按沉积作用特征（沉积、剥蚀、超覆等）又可分为岩性和地层两个亚类。构造—岩性复合型按构造要素与岩性的复合关系，分为背斜—岩性、鼻状—岩性和断层—岩性三个亚类。考虑到淋虑作用形成的潜山油藏高产高丰度特征，将淋虑型圈闭从成岩型圈闭中单列出来，按成岩环境，淋虑型又分为表生淋虑和地下渗滤两个亚类。各亚类圈闭的主要特点、实例及模式图如表 5－1 所示。

表5-1 岩性地层圈闭及其油气藏成因分类表

类型			主要特点	实例	模式图
沉积型	岩性型	岩性上倾尖灭或侧变	砂岩、碳酸盐岩上倾方向相变为泥岩或致密岩层；岩性尖灭线与构造等高线相交切	辽河高升	
		古河道砂岩	河道砂岩岩性变化带或古河道岸边遮挡层圈限	东营樊家	
		透镜状岩性	砂体四周为不渗透层圈限	鄂尔多斯红井子	
		生物礁块	生物礁块为周围的不渗透层所圈限	川东生物礁	
		地层—岩性	地层超覆线、岩性尖灭线与构造等高线相交切	江汉钟市	
	地层型	地层超覆	地层超覆面与盖板不渗透层相配合，地层超覆线与构造等高线相交切	东营单家寺、辽河齐家	
		地层不整合遮挡	不整合面由非渗透层或致密胶结层遮挡；地层剥蚀不整合线与构造等高线相交切	辽河曙光	
构造—沉积复合型		背斜—岩性	圈闭受构造和岩性两因素控制	吉林新立	
		鼻状—岩性	岩性尖灭与鼻状构造背景相配合	吉林海坨子	
		断层—岩性	断层遮挡和岩性封闭相配合	准噶尔克拉[illegible]区	
成岩型			圈闭受物性变化带控制，圈闭形态不规则	川中大安寨段	
溶蚀型	表生淋滤		"基岩"被风化淋滤产生裂缝、溶孔和溶洞，被不整合面与断层面或其他不渗透层所圈限	华北任丘	
				辽河东胜堡	
				酒泉盆地鸭儿峡	
				大港风化店、二连哈南	
				辽河杜家台	
	地下潜流		碳酸盐岩被地下水溶滤溶蚀产生溶孔和溶洞	塔中	
喷发型			火山岩被非渗透层覆盖或遮挡	松辽徐家围子	
裂缝型			泥岩、碳酸盐岩裂缝和层间缝发育区为岩性致密带圈限；油气分布不均匀，圈闭形态不规则	川中侏罗系	

第二节 岩性地层油气藏储集体形成条件与控制因素

一、不同结构类型盆地发育各具特色的储集体类型

中国在古生代以来的地质历史中，普遍发育四种结构类型的含油气盆地：即断陷盆地、坳陷盆地、前陆盆地和克拉通海相盆地。勘探实践和研究表明，不同结构类型的沉积盆地

充填了不同的沉积体系并且发育各具特色的储集体类型（表 5－2）。

表 5－2　不同结构类型盆地的主要沉积特征和储集体类型

沉积特征 \ 结构类型	断陷盆地	坳陷盆地	前陆盆地	海相盆地
盆地成因与几何形态	深大裂谷，升展走滑；受边界断裂控制，沉积凹陷多呈狭长形	地幔热降，基底下沉；呈不同形态的开阔湖盆，如长方形、菱形等	逆冲挤压，山前沉降；呈平行褶皱带方向的狭长形	洋中脊扩张；呈平行洋中脊的开阔洋盆和边缘海
盆地内部结构	结构复杂，呈多隆多坳、多凸多凹相间排列，高低错落	结构简单，大型隆起和坳陷，或平缓斜坡	结构简单，一般包括冲断带、沉降带和斜坡带	结构复杂，存在岛弧系统以及大陆架、大陆坡等
主要物源方向	横向短物源为主，纵向长物源为次	纵向长物源为主，横向短物源为次	以来自褶皱带、斜坡带的横向物源为主	以洋盆四周的长物源为主
主要沉积体系类型及相带展布特征	冲积扇、扇三角洲、辫状河三角洲、水下扇等砂体和湖相泥岩，相带分异不够完整，相带狭。沉降中心紧邻陡坡生长断层一侧，沉积中心向湖方向偏移，深陷期深水区可占 1/2	以长轴河流—三角洲沉积体系为主，相带分异完整，相带宽；其次为短轴扇三角洲体系。单一沉降、沉积中心，两者位置一致，位于盆地中心，深水区占 10%～15%	来自褶皱带一侧为扇三角洲，来自克拉通方向一侧为河流—三角洲，前者相带狭，后者相带宽。沉降中心位于山前沉降带，沉积中心向克拉通方向偏移	海洋环境中发育滨岸、生物礁、浅海陆棚、次深海、深海等多种沉积体系，而在海陆过渡环境中主要发育三角洲和河口湾沉积体系
主要含油储集体类型	扇三角洲、辫状河三角洲、水下扇为主，并常见火成岩、变质岩等	三角洲为主，其次为扇三角洲、辫状河三角洲和河流	冲积扇、扇三角洲、辫状河三角洲为主，其次为河流—三角洲	滨岸相砂体、碳酸盐岩（包括生物礁）为主
实例	渤海湾盆地（E）、二连盆地（K_1）	松辽盆地（K_2）、鄂尔多斯盆地（Mz）	川西龙门山（Mz）、准噶尔盆地（P—T）	塔里木盆地（D—C）、四川盆地（Pz）

1. 断陷盆地发育以扇三角洲和水下扇为特色的多种储集体类型

断陷盆地主要分布在中国东部中、新生代，如渤海湾盆地（E）、二连盆地（K_1）、苏北—南黄海盆地（E）等。断陷盆地由于形成于裂谷伸展、拉分的成盆机制，具有多凸多凹、多物源、近物源的古地理背景和在短期内可形成较大的可充填沉积空间，因此广泛发育冲积扇、扇三角洲、辫状河三角洲、水下扇及滩坝等多种砂体类型。裂谷湖盆初始张裂期和衰亡期以冲积扇及河流充填为主；在湖盆深陷期山高水深，坡降大，是重力流沉积最发育阶段，有分布于陡坡带的近岸水下扇，也有出现于缓坡带具有供给水道的远岸扇、轴向重力流水道；在湖盆收缩期和沉降早期湖区范围较小，水体较浅，以发育各种类型三角洲为主。扇三角洲见于陡坡带，辫状河三角洲见于缓坡带。在湖盆稳定沉降期，湖盆经前期充填，地形趋于平缓，水广而浅，滨浅湖滩坝砂和碳酸盐类沉积较发育。伴随裂谷断陷演化过程有多期基性火山喷发，其中以初始张裂期最普遍。

裂谷断陷湖盆中发育的河流、各类三角洲、近岸水下扇、湖底扇、滩坝及冲积扇等众多类型砂体由于均具有近油源的成藏背景，因此从理论上来说都可含油。通过对渤海湾、

二连盆地主要凹陷各类储集体探明储量统计表明，扇三角洲、辫状河三角洲、近岸水下扇、湖底扇四种砂体探明储量占总探明储量的68%。另外，火成岩和湖相碳酸盐岩也可成为一定规模的储集体。

2. 坳陷盆地主要发育大型河流—三角洲储集砂体类型

坳陷盆地在我国陆上中生代广泛分布，如松辽、鄂尔多斯、准噶尔盆地等。坳陷盆地一般形成于克拉通内热沉降地区，因此其内部结构都比较简单，或自盆地边缘斜坡向盆地内部坳陷倾斜（松辽盆地），或为低幅度隆坳相间（鄂尔多斯、准噶尔盆地）。坳陷盆地一般具有较为宽阔平缓的湖盆区域和比较稳定的古水系物源供给的沉积背景，因此其岩性、岩相和沉积厚度分布较为稳定，并且沉积体系平面规模较大，但沉积速率较低。在没有山前带发育的坳陷盆地其沉积相带的分布多呈环带状，沉降中心和沉积中心基本一致，深湖区位于湖盆中部。在有山前带发育的坳陷盆地，其沉积相带多呈不对称环带状，沉降中心和沉积中心有偏离，深湖区一般临近山前坳陷向盆地内部坳陷的过渡区。

坳陷湖盆在轴向一般发育冲积扇—辫状河—曲流河—三角洲砂体，在陡坡一般发育冲积扇—扇三角洲砂体，在缓坡一般发育冲积扇—辫状河—三角洲砂体。其中以轴向发育的大型曲流河—三角洲砂体为特色。坳陷盆地深湖区由于离物源较远，一般不发育规模较大的水下扇砂体。

坳陷型陆相湖盆在紧邻中央坳陷湖盆生烃区主要发育三角洲砂体储层，因此其主要含油砂体类型以三角洲为主，如松辽、鄂尔多斯、准噶尔盆地三角洲储集体储量占其各自总储量的80%。其次是扇三角洲和辫状河三角洲，洪（冲）积扇与河流也可成为含油砂体。

3. 前陆盆地主要发育冲积扇、扇三角洲、辫状河三角洲储集砂体类型

前陆盆地是沿造山带外侧分布的沉积盆地，位于活动造山带与稳定克拉通之间的过渡带，在山前出现强烈沉降带，向克拉通方向沉降幅度逐渐减小，沉积底面呈斜坡状。前陆盆地沉积剖面形态呈不对称箕状，自近造山带向克拉通可分为冲断带、沉降带、斜坡带和隆起带。前陆盆地沉积物厚度、厚度梯度和沉积速率变化较大，如川西龙门山前陆盆地西北陡东南缓，西北厚东南薄（图5-1）。

前陆盆地在冲断带一侧广泛发育冲积扇、扇三角洲或辫状河三角洲砂体，呈进积式堆积。垂向上总体呈向上变粗的沉积层序，由近物源的砂砾岩至远物源的中细砂岩和泥岩沉积组成；平面上砂体形态大致呈扇形，厚度、岩性变化迅速，在10km距离内，厚度可由800m减至300m。而在盆地斜坡带一侧主要发育水进型三角洲砂体，垂向上为向上变细的沉积层序，由较远物源中细粒岩屑石英砂岩和湖相泥岩组成三角洲前缘沉积层序；平面上为典型的三角洲形态，厚度、岩性变化较缓慢。

前陆盆地主要储集体类型以冲积扇、扇三角洲、辫状河三角洲等为主。如准噶尔盆地西北缘的克拉玛依大油田的主要储集砂体类型为冲积扇和扇三角洲，库车前陆盆地克拉2号气田的含气层段主要以古近系—白垩系巴什基奇克组的辫状河三角洲砂砾岩体为储层。

4. 克拉通海相盆地主要发育滨岸相砂体和碳酸盐岩储集体类型

克拉通海相盆地中发育多种储集体类型，既有三角洲、滨岸和海底扇砂岩储层，又有碳酸盐岩和生物礁储层。这与陆相湖盆主要发育各种砂砾岩储集体明显不同。目前我国在海相盆地主要发育滨岸相砂体和碳酸盐岩（包括生物礁）储集体类型。如塔里木盆地台盆

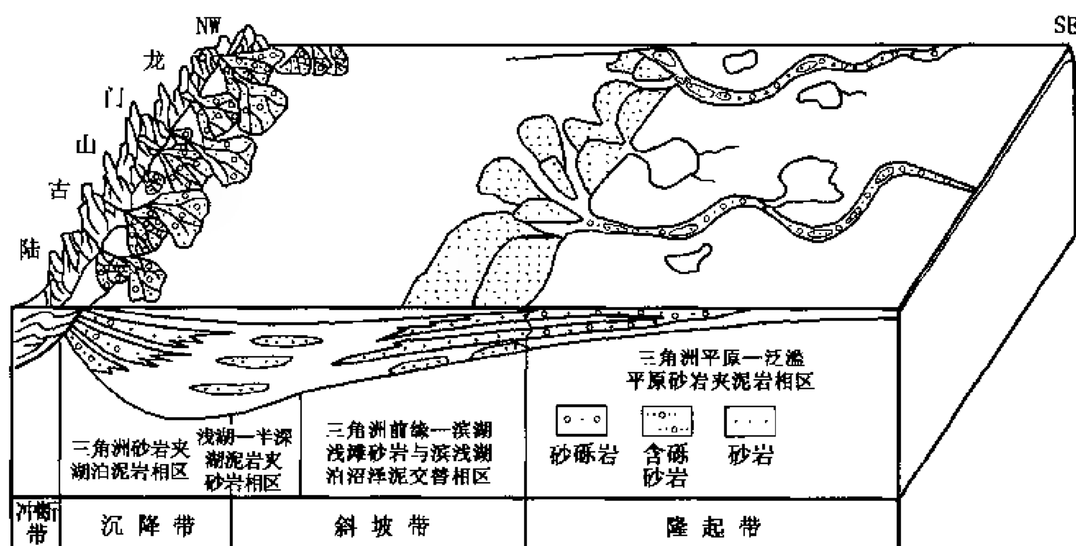


图 5-1 四川盆地上二叠统沉积相综合模式图（据罗启厚，1993 修改）

区各油田的主要储层为泥盆—石炭系的滨岸相滩坝砂体（东河砂岩）和碳酸盐岩（图 5-2），四川盆地二叠系天然气田的主要储层为生物礁（滩）。

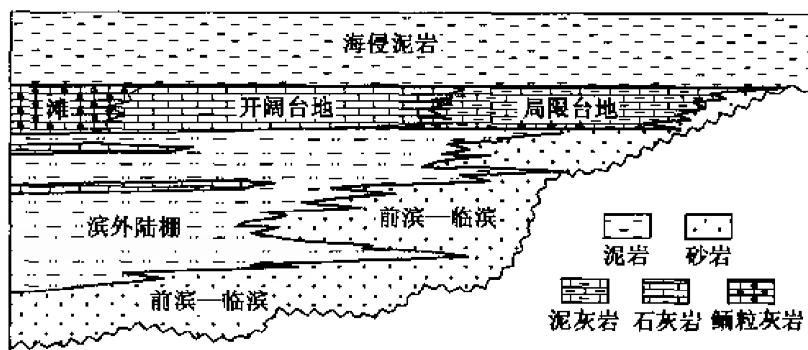


图 5-2 塔里木盆地古生界海相—海陆过渡相沉积模式图

滨岸相可分为障壁型和无障壁型两种。在无障壁滨岸相中主要发育海岸沙丘、滩堤、海滩沙坝、沿岸沙坝等砂体；在障壁型滨岸相中主要发育障壁岛砂体、潮汐通道砂体和潮汐三角洲砂体和潮坪砂体。

碳酸盐岩是海相盆地中最为重要的内源沉积岩，它的形成过程与陆源碎屑岩有很大差别。碳酸盐岩主要发育在浅海开阔陆棚环境，一般形成碳酸盐台地。其成因基本以生物化学作用为主并经历后生成岩作用共同形成。碳酸盐岩是海相盆地中最为发育的储层类型，在世界范围内已发现了多个大型碳酸盐岩油气田。另外，在海相盆地中还广泛发育一种特殊类型的碳酸盐岩，即生物礁和滩坝。生物礁及其复合体极易形成有效圈闭而成藏。

二、陆相砂砾岩储集体形成条件与控制因素

陆相含油气盆地中，作为烃类储层的岩石类型繁多，我国各大陆相含油气盆地中几乎各种岩类都已发现可以成为工业性油气藏的储层。除陆源碎屑岩外，碳酸盐岩、火成岩及其火山碎屑岩、变质岩等都已发现油气藏。但作为陆相沉积盆地最主要的充填沉积物陆源碎屑岩，由于它控制了绝对优势的石油储量，占有特殊的重要地位。据统计，在我国已投入开发的油田中，各种类型的砂砾岩储集体石油储量占所有储量的90%以上。

陆相岩性地层油气藏主要赋存于各种砂体中，常见的砂体类型有三角洲、扇三角洲、辫状河三角洲、水下扇、河道砂、冲积扇、滩坝等。陆相盆地砂体物源主要来自盆地周围隆起区，其次来自盆地内部隆起和凸起，在特定古气候、古地貌、物源水系控制下，形成不同类型沉积体系和储集体，围绕湖盆沉积中心呈环带状分布。最新研究发现，“断裂、斜坡、水深”是控制陆相砂砾岩储集体形成和分布的三个重要因素，并因此提出了陆相湖盆的“三因素”控砂模式（图5－3）。一般情况下，断裂方向控制砂体走向，斜坡陡缓控制砂体规模大小，水体深浅控制砂体类型。

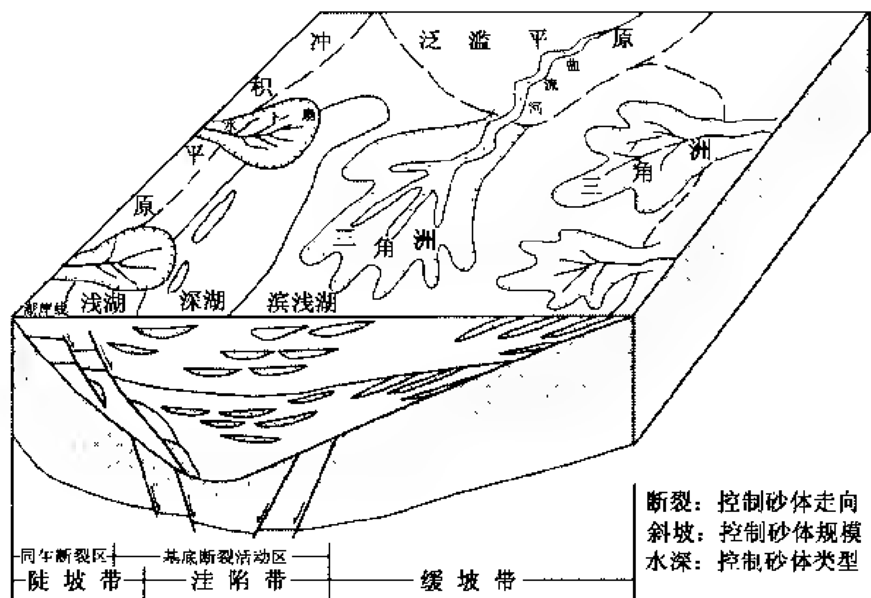


图5－3 陆相湖盆“断裂、斜坡、水深”三因素控砂模式图

1. 断裂活动和断裂构造格局控制陆相盆地砂体走向

1）盆地边界同沉积断裂控制层序演化。边界断裂活动是陆相断陷盆地和前陆盆地构造沉降与沉积空间演变的主导控制因素，进而控制了湖盆纵向沉积环境演化、砂体类型变化和沉积相横向迁移。根据渤海湾盆地古近系、准噶尔盆地中生界、库车前陆盆地中生界层序地层学研究成果，一套发育完整层序的宏观组成特征具有某些相似性。一般情况下，构造旋回初期，断裂活动控制的沉降范围与可容空间较小，沉积物充填速率相对较高，主要发育冲积扇、河道砂体，组成层序底部的低位体系域。随着构造沉降范围扩大，沉积物供给量小于可容空间增长量，湖盆范围逐步扩大，形成湖侵体系域，主要发育退积型冲积扇

—扇三角洲或三角洲砂体。构造旋回晚期，断裂活动性减弱，沉降速率降低，沉积物供给量超过可容空间增长量时，形成高位体系域，以进积型三角洲砂体广泛发育为特色。

2）盆地边界同沉积断裂的活动性决定了物源区与沉积区的古地形差异，影响风化剥蚀作用强度和剥蚀产物粒度，对砂体发育特点具有重要影响。例如，西北地区库车等中、新生代前陆盆地，边界逆冲断裂强烈活动期，物源区构造抬升作用强烈，母岩侵蚀作用快速，在前陆盆地近山一侧，发育厚度很大的粗粒冲积扇—扇三角洲—辫状河三角洲沉积体系；构造活动相对静止期，发育泛滥平原沼泽沉积和细粒三角洲—滨浅湖滩坝砂体。冲断造山带碎屑物质供给量较大时，砂体前缘带可延伸覆盖至前缘隆起，如准噶尔盆地中生界砂体均来自盆地外围的冲断造山带，向盆地腹部陆梁等隆起区逐层超覆。

3）盆地内部断裂构造格局决定了盆地内部沉积地形特点，对砂体展布有重要影响。辽河坳陷古近系主要发育北东向和近东西向两组断裂，其中与凹陷边界平行的北东向断裂为主干断裂，将辽河西部凹陷和东部凹陷切割成多个北东向展布的断槽，控制了砂体平面延伸方向。古近系沙河街组发育众多扇三角洲或浊积扇砂体，多层砂体相互叠合形成多个条带状砂岩复合体，砂体延伸方向与北东向断槽走向平行，与物源区水系输入方向垂直。

4）早期隐伏断裂方向控制砂体展布的走向。裂谷盆地坳陷期断裂活动微弱，沉积相分界线一般不受断裂面控制，但断陷期的主要断裂走向仍然控制河流走向及砂体延伸方向。例如，松辽盆地断陷期发育北北东和南东东两组主要断裂，断陷期活动的基底断裂一般不直接断穿坳陷期沉积地层，但基底断裂对坳陷期沉积砂体分布仍然有重要影响。北北东方向断裂控制盆地长轴北部和南部水系和三角洲砂体的平面分布，南东东向断裂控制短轴水系和三角洲砂体分布。辽河坳陷新近系为泛滥平原河流相沉积，来自坳陷西北侧燕山隆起和东南侧辽东隆起区的水系近东西向进入辽河坳陷后，汇聚成两条向西南方向流动的曲流河水系，形成沿东部凹陷和西部凹陷长轴走向分布的条带状河道砂体，说明古近纪形成的断槽走向继续控制了砂体延伸方向。鄂尔多斯等盆地早期北北东向断裂与三角洲砂体方向也基本一致。

2. 盆地斜坡大小和坡度控制了砂体发育的规模

盆地边缘斜坡临近物源区，受构造升降与水进水退影响较大，砂体的岩性岩相变化大，纵向沉积间断多，有利于形成不同类型岩性地层圈闭。源自隆起区水系进入湖盆后，水流动能降低，携砂能力减弱，粗碎屑物质在斜坡区优先堆积，形成沉积物粒度向湖盆中心区逐步变细的沉积体系。斜坡区位于湖盆边缘，受湖盆扩张和收缩影响较大，砂层沿斜坡向上超覆与向湖盆中心推进，容易形成多套、多种成因类型砂体相互叠置的砂岩复合体。

不同成因类型陆相盆地，其形成演化历史、地质结构特点、沉积区与周围隆起区（物源区）空间配置及相互作用特点等方面的差异，导致各种陆相盆地的层序发育特点、主要砂体类型及其三维空间分布存在显著区别，并由此控制了不同类型岩性地层油气藏的形成与分布。

缓斜坡由于物源供给充分稳定易形成大型砂体。陆相坳陷盆地沉积地形平缓，主要形成大面积分布的三角洲砂体。坳陷边缘斜坡区三角洲前缘砂层与生油岩呈指状交互接触，有利于形成大面积分布的岩性地层油气藏。如松辽盆地中央坳陷西部斜坡区，齐齐哈尔、英台、白城、保康等多个三角洲砂体前缘带，与古龙—长岭凹陷西部斜坡带上的鼻状构造

背景相配合，有利于形成砂层上倾尖岩性油藏、砂岩透镜体岩性油藏、断裂构造—岩性复合油藏。

陡斜坡形成砂体规模较小。陆相断陷盆地，如渤海湾盆地、二连盆地等，以半地堑为相对独立的构造—沉积单元，具有近物源、多物源、沉积厚、相变快等沉积特点，普遍发育各种扇形砂体，围绕断陷湖盆中心斜坡呈环状或带状分布。缓坡带沉积地形相对平缓，主要发育三角洲或扇三角洲砂体，部分凹陷缓坡带还发育滩坝砂体，砂体分布面积比较大，可形成大型岩性地层油藏。如辽河西部凹陷西斜坡来自燕山的齐家、西八千等砂体，与高升、曙光、欢喜岭三个大型鼻状构造相配合，形成了三个亿吨级大油田。陡坡带受边界断层控制，坡度较大，沉积物快速入湖，形成冲积扇、扇三角洲和深水浊积扇等砂体，单个砂体的面积不大，但数量多、厚度大，也可形成较大规模岩性油气藏群。如辽河西部凹陷沿陡坡带形成雷家、冷家堡、小洼、海外河四个扇三角洲、浊积扇砂体，与鼻状构造聚油背景相配合，形成多个岩性地层油藏与构造油藏的复合体，已发现四个数千万吨级至亿吨级大油田。

我国中西部前陆盆地与国外经典前陆盆地有较大差异，除了川西、鄂西等少数盆地外，往往缺少被动边缘海相沉积层序，以楔形陆相沉积为特色，砂体主要来自造山带一侧。如库车前陆盆地北部天山在中、新生代时期的造山作用，在山前坳陷陡带堆积厚度很大的冲积扇—扇三角洲沉积体系。在干旱气候条件下，形成冲积扇—扇三角洲与蒸发岩交互沉积；在潮湿气候条件下，形成冲积扇—辫状河三角洲与湖相—沼泽含煤交互沉积。

3. *湖盆水体深浅控制了砂体的类型*

湖盆水体深度主要控制砂体类型和亚相带分布（图 5－4）。水上沉积环境，在盆地边缘主要形成冲积扇、洪积扇等扇体，围绕物源区水系出山口分布；向盆地内部，演变为冲积平原、泛滥平原等类型沉积，其中发育带状分布的辫状河或曲流河河道砂体，边滩、心滩砂岩厚度大、物性相对较好，是形成岩性地层油气藏的有利砂体，其他微相类型砂体居次要地位。

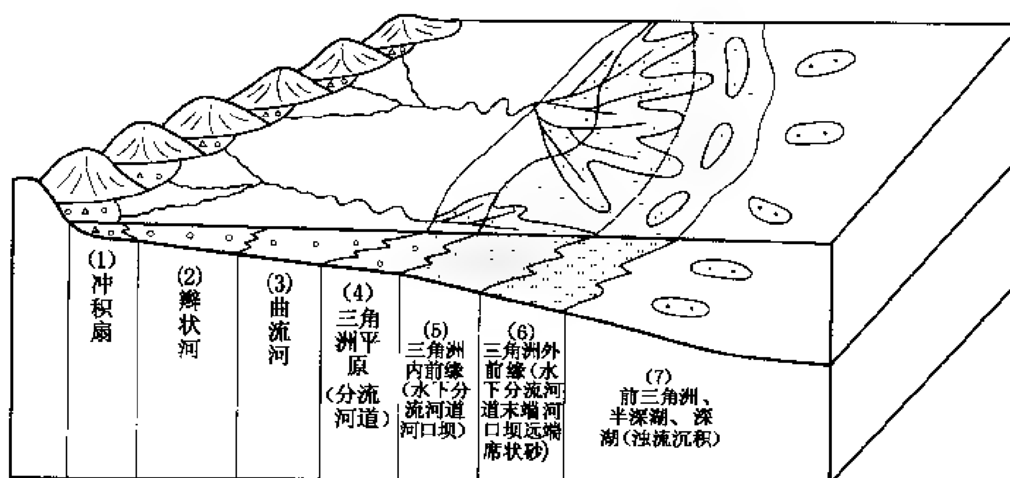


图 5－4　湖盆河流三角洲不同水深砂体类型图

浅水环境是陆相湖盆砂体广泛发育的有利沉积环境，最重要的是三角洲和扇三角洲砂体，在缺少大型水系输入的滨浅湖区，还可以发育滩坝砂体或粒屑灰岩沉积。上述砂体都是形成岩性地层油气藏的有利储集体，松辽盆地、鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地、渤海湾盆地等许多盆地主要岩性地层油气藏，都以三角洲或扇三角洲砂体为主要储集体。

在深水沉积环境中，水下扇是最重要的岩性地层油气藏储集砂体，此外三角洲前缘和扇三角洲前缘的外带也可以延伸至深水环境。在渤海湾盆地辽河西部凹陷、歧口凹陷、东营凹陷、沾化凹陷等地区，已发现数量可观的水下扇砂体岩性油气藏，其中高升油田、渤南油田是两个亿吨级大油田，以沙三段水下扇砂体为主要储集体。

三、海相碳酸盐岩储集体形成条件与控制因素

碳酸盐岩储集体的形成与发育受控于多种因素，但归纳起来主要是沉积作用、成岩作用和构造作用（断裂）这三种。其中，沉积作用是基础，它控制着储集体的类型、几何形态和空间展布，以及岩石的成分、结构、构造、原生基质孔隙的孔隙结构和发育程度等。同时，它还决定了部分成岩作用的成岩环境。成岩作用的改造是储集体形成的关键。一种原生孔隙极为发育的沉积体，在经历充填、胶结、压实乃至压溶等一系列破坏性成岩作用之后，可导致其孔隙完全丧失。相反，一种不具储渗能力的沉积体，在强烈的大气水溶蚀淋滤下，也可以形成相当规模的岩溶型储层。构造作用可使沉积体发育众多裂缝。如许多基质孔隙度非常低，在正常情况下属非储层的沉积体，经历了构造活动之后，则可形成裂缝性储层。大部分碳酸盐岩尤其石灰岩类很少有单一型的孔隙性储层，多属孔隙—裂缝型或裂缝—孔隙型、裂缝—溶洞型，这足以说明构造活动在储集体的形成中有着举足轻重的影响。总之，沉积作用是原生的、内在的因素；成岩作用和构造作用是次生的、外部的因素。

1. 沉积作用是海相碳酸盐岩储集体形成的内在因素

宏观上说，碳酸盐岩沉积体的堆积和形成与大地构造背景有关，具体而言，它受海底地貌、水深、水的能量和盐度、光照度和清洁度等诸多因素的控制。根据上述因素影响程度的差别，通常把碳酸盐的沉积环境分为深水和浅水两个大区，它们的界限大体在台地边缘的上斜坡附近。目前我国已知的油气田或油气储集体主要形成于浅水区环境。

对浅水区储集体的形成起关键性作用的因素有以下几个：一是在高能浅水区，海水循环好、透光性强，氧气和营养物质充足，适于生物繁殖和颗粒的形成；二是在海底地貌微有起伏的背景下，利于沉积物的筛选并堆积和造礁生物群落的聚集繁殖，容易形成各种类型的礁和滩；三是蒸发作用强烈，经常出现变盐度环境，并由此导致准同生或准同生后的白云岩化作用的发生，不仅形成礁、滩白云岩，在低能潮坪区还形成连片分布的白云岩；四是随着海平面的波动，沉积物经常间歇性地暴露，活跃的大气水将对早期海底胶结物或部分富文石质的颗粒进行溶解，为有效储层的形成和保护创造了先决性的条件，同时大气水的注入，也是某些白云化作用必须的条件之一。

与沉积作用关系密切的储集体主要有高能环境下的礁、滩和低能环境下的潮坪白云岩。一些台内点礁、点滩，也必须有一个凸起的正地貌背景并处在相对高能的水动力环境。

目前所知我国礁储集体主要见于奥陶系、石炭系、二叠系、古近系和新近系。最发育的礁储集体见于四川盆地上二叠统，已发现有十余个礁型气藏。

滩储集体主要见于四川盆地下三叠统飞仙关组和嘉陵江组，主要为鲕滩和生屑滩，下二叠统茅口组也有，但规模要小，主要是虫藻滩。四川盆地之外还有两个地区见到滩储集体，一是塔里木盆地塔中161井上奥陶统的藻屑滩和鲕粒滩储集体，另一个是前面述及的珠江口盆地的几个古近—新近系礁体伴随有滩储集体。

潮坪储集体是目前所知分布最广的一种类型。潮坪环境仅潮汐作用就可以导致其经常暴露于大气环境，遇有海退，则暴露的时间更长。因此，白云石化和大气水溶蚀淋滤是潮坪环境常见的地质现象，其储储体广泛分布，也正在于此。已知四川、鄂尔多斯、塔里木盆地的碳酸岩储集体，有相当一部分属潮坪类型。其中，四川盆地最多，分布也最广。最老的是威远气田的震旦系灯影组，依次为川东地区的石炭系黄龙组，川东、川南、川西南地区的下三叠统嘉陵江组，川中地区的中三叠统雷口坡组。鄂尔多斯盆地下奥陶统马家沟组、塔里木盆地塔中、塔北地区的上寒武统、渤海湾盆地黄骅坳陷的奥陶系，亦属于潮坪型。另外，渤海湾盆地冀中坳陷前寒武纪的古潜山油藏，其储层亦是潮坪型沉积。已知碳酸盐岩储集体与沉积环境的关系见表5-3。

表5-3 中国主要盆地已知碳酸盐岩储集体发育层位与沉积环境的关系

盆地＼环境	潮坪	台缘礁	台内礁	台缘滩	台内滩	开阔海
四川	Z、C、T	P	P	T	P、T	P①
渤海湾	Pt、O		Pt		Pt	C①
鄂尔多斯	O				O	
塔里木	Pt	O		O		
南海大陆架		N	N、C	N	N	

①属裂缝成因。

2. *成岩作用对碳酸盐岩储集体物性具有建设和破坏双重影响*

习惯上把不利于或破坏孔隙发育的叫破坏性成岩作用，把有利于孔隙发育的叫建设性成岩作用。

1）破坏性成岩作用主要指胶结作用、压实-压溶作用和充填作用等。碳酸盐沉积物在同沉积期至深埋藏的整个历史过程中，在没有溶蚀作用发生时，胶结作用都在进行。它导致像藻礁那样原生孔隙极发育的沉积体完全丧失储渗能力。压实、压溶不仅脱水，而且使颗粒变形、碎裂，并紧密的排列在一起，压溶可给胶结作用提供更多的物源，也导致重结晶发生。胶结作用、压实、压溶作用是时间和埋藏深度的函数，随着时代变老、埋藏深度增加，孔隙会变的越来越小。

2）建设性成岩作用主要有白云石化作用和溶蚀作用，溶蚀作用又包括早期溶蚀（沉积物半固结，浅埋藏阶段）、表生溶蚀或古岩溶和埋藏溶蚀。

白云石化作用是白云石对方解石以分子对分子的形式交代，白云石化可增加12%～13%的孔隙度（Chilingar，1969）。实践证明白云石化作用可明显改善岩石的储渗能力（表5-4），白云石含量越高，其孔隙度越大。目前所知我国潮坪相储层，皆是白云石化的结

果，就礁、滩储集体而言，除个别地区外（南海古近—新近系、塔里木奥陶系），皆经历了强烈的白云石化作用。大部分非白云石化的礁、滩，其孔隙度也仅有1%～2%。

表5-4 四川盆地板东4井长兴组碳酸盐岩的岩性—孔隙度关系

岩 性	石灰岩	含白云质灰岩	白云质灰岩	灰质白云岩	含灰质白云岩	白云岩
岩心平均实测孔隙度（%）	1.53	3.28	4.76	6.05	7.07	12.31
白云石含量（%）	<10	10～25	25～50	50～75	75～90	>90

溶蚀作用：许多滩、礁，甚至白云岩由于同沉积期间歇性暴露，都经历过早期大气水溶蚀作用，如四川下三叠统飞仙关组鲕白云岩储集体，上二叠统礁白云岩储集体，以及四川石炭系和鄂尔多斯奥陶系马家沟组那些被不渗透层相隔的层状白云岩储集体。统计资料表明，即使岩性类似，但经历溶蚀者，孔隙度明显较高（表5-5）。

表5-5 渡口河气田飞仙关组岩样铸体鉴定结果（据刘划一等，2000）

岩 性	粉晶云岩及灰岩	粉晶鲕粒云岩	溶孔鲕粒云岩	鲕粒溶孔云岩
孔隙度（%）	1.26～1.9	4.96～9.46	11.4～13.7	15.2～20.3

表生溶蚀作用：地层被埋藏后，经过构造运动而抬至地表，遭受地表水、大气水淋滤而促使储集体发生溶蚀。四川盆地威远灯影组、石炭系、下二叠统茅口组、中三叠统雷口坡组、鄂尔多斯和塔里木盆地奥陶系，虽然这些储集体经历过白云石化和早期溶蚀，但这些地层顶部或近顶部发育的许多溶洞甚至岩溶却是后期暴露的结果，而暴露受控于区域构造运动。这种溶蚀作用在有的地区表现得相当强烈，鄂尔多斯奥陶系受加里东运动影响，其溶蚀厚度在50m以上，塔里木奥陶系溶蚀厚度达100～300m。渤海湾盆地冀中坳陷任丘潜山油气藏也与表生风化淋滤作用有关，只是它经历的构造运动更多，背景也更为复杂。

3. 构造作用对储集体物性的改善有重要作用

构造作用主要是指地层的形变褶曲和断裂。它们对储集体的形成主要起以下作用。一是形成裂缝，使致密层形成有效储层；二是沟通孔隙，改善储渗性能；三是导致地下水流通，形成溶蚀缝、溶洞、溶孔；四是改造古岩溶，可以导致岩溶塌陷，也可以形成裂缝—洞穴。

四川盆地下二叠统茅口组是分布最广的裂缝—溶洞型储层，已知川东东溪、川南阳高寺、庙高寺、川西南自流井、黄家场及川西北河湾场等十几个气田存在此类储集体。它们的基质孔隙度一般小于1%，渗透率小于$0.01\times10^{-3}\mu m^2$，而其产能可达数十万立方米。该盆地上二叠统长兴组、下二叠统栖霞组则属裂缝型储集体。鄂尔多斯盆地奥陶系马家沟组也不乏裂缝储层，如马五$_3$、马五$_2^2$、马五$_1^1$等。在塔里木盆地塔中地区、轮南地区以及英买力地区下奥陶统亦比较常见。

尽管在讨论储集体成因时分为沉积、成岩和构造三种控制因素，但大部分储集体则是沉积、溶蚀、白云石化、构造等因素共同作用的结果。从上述中可以看出，无论哪个地区、哪个层位，其储集体的形成都受多种因素控制。

第三节　岩性地层圈闭形成条件与控制因素

一、岩性地层圈闭形成条件

岩性地层圈闭（Stratigraphic trap）是由于沉积条件的变化，储层岩性岩相变化，或者储层的储集空间横向、纵向变化以及储层上、下不整合接触的结果。例如一个渗透性储层横向渐变为不渗透层地层；或者储层遭受风化剥蚀后，又被不渗透地层所超覆，形成不整合接触等等。这种变化的界限可能是突变的，也可能是渐变的；造成这种变化可以是局部的，也可以是区域性的。除了某些透镜体、生物岩礁、成岩型、喷发型和裂缝型以外，其他岩性地层圈闭都与构造因素有一定的联系或与原有的构造条件有关。但是，控制岩性地层圈闭形成的决定因素则仍然是沉积条件的改变。

1. 岩性圈闭形成条件

岩性圈闭是在沉积作用或成岩—后生作用下，使储集岩体的岩性或物性发生突变或渐变，被不渗透层所包围或侧向遮挡而形成的圈闭。

（1）岩性圈闭形成的基本条件

形成岩性圈闭的基本条件是储层类型、遮挡层因素和圈闭发育的沉积构造背景。

1）储层条件：三角洲砂体、河道砂体、滨岸沙坝、水下扇砂体、湖底扇砂体、浊积砂体等，这些砂体一般都具有良好的储集性能，特别是三角洲的前缘砂和河道砂体为岩性油气藏形成的主要砂体类型。我国西部海相克拉通盆地广泛发育滨岸相砂体，东部陆相坳陷和断陷盆地中广泛发育三角洲、水下扇等砂体，这为各种岩性圈闭的形成提供了有利条件。

2）遮挡条件：形成尖灭型圈闭的必要遮挡条件是储层的尖灭线或岩性交替线在空间上必须具备良好的封闭性能。因此，储层尖灭线（厚度零线）或岩性交替线须与构造等深线在平面上以不同方式组合相交。如尖灭线呈弧形，构造线为直线，或反之，构造线呈弧形，尖灭线呈直线；或二者均为弧形，彼此相交，阻挡油气的运移，形成油气聚集的场所。另外断层侧向遮挡在岩性圈闭的形成过程中起到重要作用。

3）具备岩性圈闭形成的沉积构造背景：如岩性尖灭或交替带可发生于不同级别的正负向构造单元的翼部、端部，从目前所发现的大量岩性油气藏的统计来看，有效的岩性圈闭绝大多数均发育在正向构造的翼部和负向构造的斜坡部位，因此，一定的构造背景是这类圈闭形成油气藏的必备条件。

（2）不同类型岩性圈闭形成条件

1）岩性上倾尖灭或侧变：储层沿上倾方向发生尖灭或岩性侧变，并被非渗透层所围限，而形成可遮挡油气运移的圈闭。这类圈闭的储层往往被穿插、尖灭在生油层中，具有充足的油源和良好的储盖组合条件，其上倾方向最易形成岩性油气藏。

2）古河道砂：河道砂是河流切割河道充填的一套冲积沉积物。在沉积过程中，河流水系切割下伏地层而形成河道和峡谷，同时堆积陆源碎屑物质，一般属于准同期沉积物，主要是由砾岩、砂砾岩、砂岩、粉砂岩和泥岩间互层组成。具有下粗上细的沉积特点，与其下伏地层呈不整合接触，而上部一般为泛滥平原相粉砂岩或泥岩沉积，构成良好的储盖组

合。在平面上沿河道呈“带状”分布，受一系列断层的切割，形成侧向遮挡，形成一系列“带状”分布古河道岩性圈闭，在油源充足的条件下，形成岩性油气藏。

3）透镜体圈闭：透镜体圈闭系指各种透镜状、条带状或不规则状渗透性储层被非渗透性岩层包围。储集体以不同成因的砂体透镜体为主，可包括三角洲远端砂、前缘砂、滨岸沙坝、沙洲、滩砂、河道砂等砂体以及深水浊积砂体等，最有利的是三角洲远端砂、滨岸坝砂、滩砂和水下浊积砂体。

4）生物礁圈闭：生物礁圈闭系指被非渗透性层包围或侧向遮挡的生物礁储集岩体所形成的圈闭。此类圈闭有两种形式：一种是整个生物礁形成统一的古地貌突起圈闭，圈闭受生物礁形态的控制。另一种是生物礁内岩体、物性不均衡，圈闭受生物礁的形态和岩性变化双重因素的控制。

5）成岩型圈闭：成岩型圈闭系指在成岩作用，如压实、胶结、硅化、沉淀、结晶、交代、溶解等作用影响下，使岩石物性发生变化而形成的物性封闭圈闭。主要有两类，一类是致密层局部渗透性化圈闭；另一类是储层因二次胶结、硅化等作用被区域性致密化所形成的封闭型圈闭。

6）喷发型圈闭：在地质时期，火山喷发的岩石形成的孔隙性火山岩，在被埋藏后，包围在非渗透层中形成岩性圈闭。圈闭主要受火山岩的形态和孔隙发育程度的控制。

7）裂缝型圈闭：裂缝型圈闭系指在成岩作用、成岩后生作用和构造力作用下，各种致密和性脆的岩层，如致密的灰岩、白云岩、砂岩、泥灰岩、泥岩和油页岩等可形成层间裂隙或局部裂缝发育区，成为油气的储集空间和渗滤通道，形成裂隙、层间缝型岩性圈闭。裂缝产生原因很多，在成岩过程中可以产生收缩裂缝和层间缝，在泥岩异常高压带，由于压实和脱水，泥岩由塑性变成刚性，可以形成大量微裂缝，地层受力褶皱或断裂也可以产生裂缝等等，而形成裂缝型圈闭。主要类型是泥岩裂缝圈闭、泥岩层间缝圈闭、碳酸盐岩裂缝圈闭和砂岩裂缝圈闭。

2. 地层圈闭形成条件

地层圈闭是指在构造运动引起的沉积间断、剥蚀、超覆沉积等作用下，储集岩体沿地层不整合面或侵蚀面被非渗透型岩层围限或遮挡而形成的圈闭。地层圈闭主要包括地层超覆圈闭、地层不整合遮挡圈闭、淋滤型圈闭。

（1）地层圈闭形成的基本条件

沉积间断与地层不整合是形成地层圈闭的必备条件，无论沉积间断发生的时期早、晚，间断期的长短，不整合面的起伏大小，均能够导致已形成的圈闭重新组合，而形成新的地层圈闭。而储层的发育程度和一定沉积构造背景，同样也是控制地层圈闭形成与圈闭规模的必备条件。

（2）不同类型地层圈闭形成条件

1）地层超覆圈闭：当海水或湖水向盆地边缘斜坡或隆起翼部水进时，在不整合面上形成了逐层超覆的旋回沉积，旋回底部的储层超覆在不整合面之下的不渗透岩层上。而储层又被连续沉积的不渗透层覆盖，具备良好的顶、底板遮挡层，从而形成地层超覆圈闭。并非所有地层超覆带附近均有圈闭条件。当不整合面上存在储层及上、下遮挡层的前提下，只有储层超覆线与构造等深线相交时，才能够构成圈闭，此时圈闭的形态受相交线的控制，

一般呈不规则形态。

2）地层不整合遮挡圈闭：由于构造运动使盆地斜坡边缘或古隆起带储层遭受不同程度剥蚀，早期圈闭或古隆起均遭受不同程度的破坏，后期又被不渗透岩层覆盖，当不整合线与储层顶部构造等深线相交时，则可形成不整合遮挡圈闭。若不整合上部为泥岩等不渗透岩层所覆盖时，能够形成良好的封堵条件，若储层顶部或不整合面是由沥青或稠油封堵，也可以形成地层圈闭。

3）淋滤型地层圈闭：是指与不整合面起伏有关而形成的古地貌圈闭，又称"古潜山圈闭"。圈闭受不整合面、断层和不渗透层等因素的控制。不整合面是形成圈闭的基础，其次为断层和非渗透性隔层。盆地形成时期古地貌地层为基岩层（包括盆地形成前的所有岩层），盆地发育时期沉积地层为盖层。圈闭储层为基岩地层，根据圈闭储层受后生成岩作用的方式不同，又分为表生淋滤型地层圈闭和地下渗滤型地层圈闭。前者称为"古地貌潜山"，根据基底岩性的不同，又可进一步划分为五类。后者为"内幕潜山"。

二、岩性地层圈闭发育的主要控制因素

岩性地层圈闭的发育是形成岩性地层油气藏的关键因素，通过对不同类型盆地已发现这类油气藏的统计和分析研究认为，岩性地层圈闭的发育主要受"六线"和"四面"两个方面因素的控制（图5-5）。

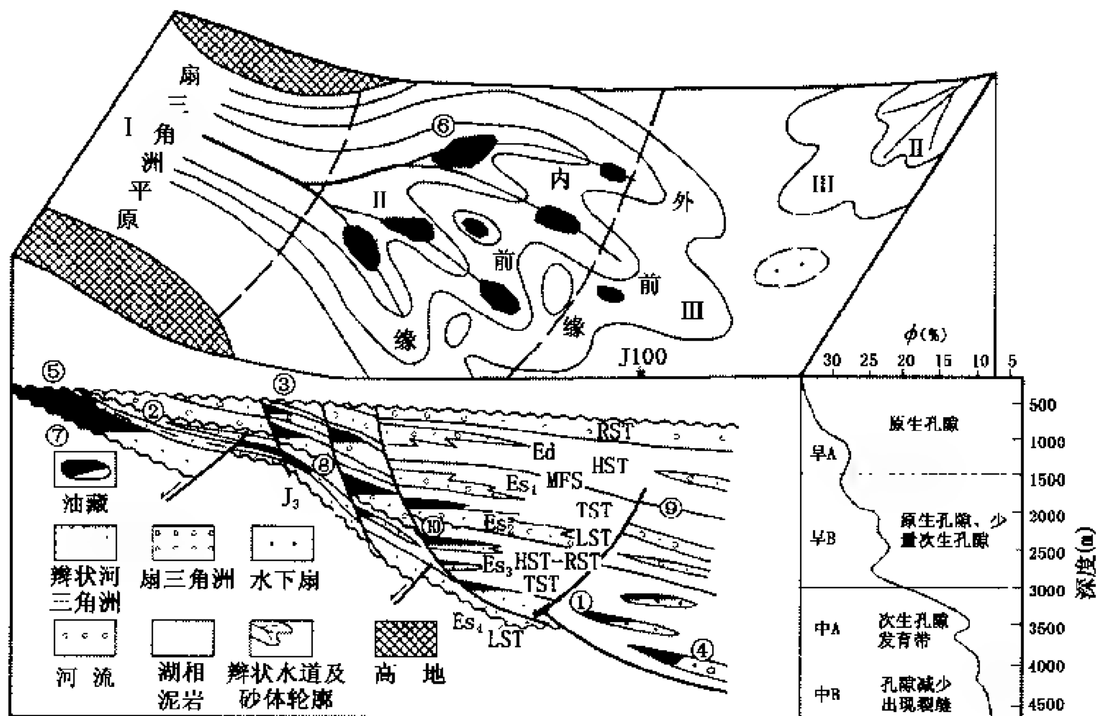


图5-5 岩性地层圈闭发育的主要控制因素（"六线"、"四面"）示意图

①岩性尖灭线；②地层超覆线；③地层尖灭线；④物性变化线；⑤流体突变线；⑥构造等高线；⑦不整合面；⑧断层面；⑨湖泛面；⑩顶底板面

1. “六线”对圈闭发育的控制

“六线”是指岩性尖灭线、地层尖灭线、地层超覆线、物性变化线、流体突变线、构造等高线。

（1）岩性尖灭线

岩性尖灭线是控制岩性圈闭形成的最主要条件，无论在何种类型的盆地，岩性尖灭线均控制岩性圈闭的发育。例如三角洲的前缘砂、远端砂、滨浅湖滩砂、河道砂等向凹陷或盆地方向延伸与非渗透性岩层接触形成岩性尖灭线或带，在其上倾方向由于沉积相的变迁形成岩性突变构成的岩性尖灭线，如在其侧向具有遮挡物存在的情况下，最易形成多种类型岩性圈闭，且岩性尖灭线附近圈闭最易富集岩性油气藏。例如，根据松辽、鄂尔多斯等盆地已发现主要油气田统计，砂地比在0.2～0.4之间，发现了大量的薄砂层岩性油气藏，而构造—岩性油气藏砂地比则在0.4～0.6，并且绝大部分油气藏是分布在岩性尖灭带附近。

（2）地层尖灭线

地层尖灭线是凹陷或盆地陡坡和缓坡岩性圈闭、地层圈闭的主要条件。在凹陷的陡坡或缓坡部位由于构造活动形成的不整合面，使地层减薄或尖灭，形成大量的地层圈闭，油气可以沿不整合面运移聚集在圈闭内形成地层油气藏。例如，在准噶尔、渤海湾、二连等盆地的岩性地层油气藏的研究中，发现所有地层油藏富集于不整合面上下，洼中隆最多的是潜山油气藏，而在陡坡和缓坡往往富集地层尖灭和岩性上倾尖灭油气藏，其中大部分岩性地层油藏沿地层尖灭线分布。

（3）地层超覆线

地层超覆线是地层超覆圈闭形成的必要条件，同时也是岩性圈闭发育的有利区带。地层超覆线往往与岩性尖灭线有着必然的联系，但地层超覆线是沿海或湖岸线分布，沿地层超覆线形成的地层超覆圈闭和岩性圈闭主要发育在凹陷的缓坡，因此，缓坡最易形成地层超覆油气藏和岩性油藏。例如，对不同类盆地统计结果表明，缓坡发育的岩性圈闭的规模较大。另外，对渤海湾盆地9个富油气凹陷不同构造带石油探明储量统计结果，发现缓坡21.7×10^8t，占56.7%；陡坡9.8×10^8t，占24.4%；洼槽7.3×10^8t，占19.1%。显然缓坡油气最富集。

（4）物性尖灭线

物性尖灭线有两种含义，一种是在同一储集岩中由于岩石物性的变化而引起的渗透层与相对非渗透层之间的界线；另一种是在相同沉积环境下一组或几组沉积旋回中分布储层由于成岩作用发生的物性变化带，其主要是指次生孔隙发育带。这两种情况主要是在成岩作用中产生，并对岩性圈闭的孔隙发育起到非常重要的控制作用。例如，目前在渤海湾盆地、二连盆地所发现的岩性油气藏的砂岩储集物性都与此类孔隙有关，特别是二连盆地岩性油藏均分布在此类孔隙内。再如，陕北中生界长石砂岩在成岩中期，其浊沸石和长石被溶解形成次生孔隙发育带，即浊沸石—长石溶蚀相是该区最有利的储集岩相，溶蚀作用主要发生于靠近生油洼陷一侧，向湖盆边缘方向溶蚀作用逐渐减弱。溶蚀作用强烈的砂岩，物性含油性好，孔隙度为13%～16%，最高达18%，渗透率最高达$50\times10^{-3}\mu m^2$。而不溶蚀的浊沸石胶结相和其他胶结相则是成岩圈闭的致密带。

（5）流体突变线

在特殊条件下，流体变化是形成岩性油气藏的重要因素，如稠油封堵、沥青封堵、水

动力圈闭等。辽河西部凹陷西斜坡古近系沉积过程中，地层逐渐超覆在基岩层之上，由于东营组沉积末期的构造运动，使西斜坡产生不均衡构造抬升，地层上倾端被区域性削截，新近系馆陶组与古近系各层段直接接触。由于不整合埋藏比较浅，形成了稠油沥青封堵油气聚集带；西斜坡上欢喜岭、曙光、高升三个大型鼻状构造与不整合附近稠油沥青封堵带、地层超覆带相配置，形成了多种类型岩性油气藏及富集程度很高的地层油藏聚集带。

(6) 构造等高线

主要有两种意义，一是岩性油气藏往往富集在围斜部位、斜坡等具备一定的构造背景下的岩性地层圈闭内；另外，在相同或相似的沉积与成岩条件下，不同类型的岩性地层油气藏分布在不同级别或不同类型的构造带附近。例如，从松辽、渤海湾、二连等盆地的岩性地层油气藏的研究中发现，绝大部分岩性油气藏均与一定的构造背景呈密切的关系，主要在构造的围斜和斜坡带附近，并且呈明显的分带性，一般发育多级断阶的陡坡带易富集扇三角洲或辫状河三角洲前缘砂体的岩性油藏；缓坡带高部位一般富集地层超覆、地层不整合遮挡油气藏、潜山油气藏等；在缓坡的中低部位一般富集三角洲前缘砂、河道砂等砂岩体的上倾尖灭、透镜状等岩性油气藏；在洼槽带一般富集湖底扇及浊积砂等透镜状岩性油气藏；在凹中隆主要富集潜山、滩砂、坝砂等岩性油气藏。

2. “四面”对圈闭发育的控制

“四面”是指断层面、不整合面、湖泛面和顶底板面。

(1) 断层面

断层面对岩性地层圈闭及油气藏的形成与分布有重要的控制作用，主要表现在以下几个方面。一是断层面是多数陆相盆地油气纵向运移的主干通道，非生油岩层油气藏的形成，多数是靠油源断层的沟通。例如，在渤海盆地东营组和新近系、准噶尔盆地侏罗系及白垩系中发现的岩性油气藏地区，一般均存在纵向油源断层，否则圈闭是无效圈闭。其二，同沉积断裂不仅控制砂体的发育，在断距较大时，可以造成断层两盘岩性的突变，而形成相变遮挡岩性油气藏。例如，辽河西部凹陷陡坡的雷家庄油田等，断层下降盘的扇三角洲或浊积扇砂体的上倾端，被断层上升盘的非渗透冲积扇沉积层所封堵，形成岩性油藏。其三，陆相断陷盆地凹陷的边界断裂一般在拐弯处，常常发育于两条分支断层，在其衔接处往往形成鼻状构造，可发育大量的地层超覆或岩性上倾尖灭等圈闭，这些圈闭距油源层很近，最易富集岩性地层油气藏，例如，二连盆地的巴音都兰、赛汉塔拉、吉尔嘎朗图等凹陷均发现了众多岩性油藏。

(2) 不整合面

是地层圈闭形成的必备条件，另外不整合面是很好油气运移通道，在岩性地层油气的形成过程中起到非常重要的作用。由于构造活动多旋回性和构造旋回的多级次性，造成陆相地层普遍存在多个不整合或沉积间断，有利于形成沿不整合面上、下分布的地层圈闭。如果这些圈闭与生油岩之间存在断层或不整合面等油气运移通道系统沟通，就可以形成地层超覆油气藏，或不整合遮挡地层油气藏。而在主要湖侵期层系底界和顶界的两个区域不整合面之间油气最富集，控制着凹陷油气藏的纵向分布。例如，渤海湾盆地各凹陷已发现的地层油气藏，主要沿古近系底界的区域不整合面上、下分布。古近系底界面不整合主要形成地层超覆油气藏，在前古近系储集条件良好，且不整合之上覆盖了非渗透层的地区，

可形成“古潜山”型不整合遮挡油气藏，古近系顶界不整合面主要形成不整合遮挡油气藏，地层超覆油气藏则少。

(3) 湖泛面

近几年随着陆相层序地层学迅速开展，对岩性地层油气藏的研究取得了突破性进展，湖泛面控制岩性地层圈闭的分布或控制油气藏分布的认识加深，并被发现的大量岩性地层油气藏勘探所证实。由于最大湖泛面是湖盆水体发育最广和最深的时期，暗色泥岩发育，有机质含量高，是湖盆生油岩集中发育段。陆相湖盆最好的储集砂体，如三角洲、扇三角洲、浊积扇等砂体围绕最大湖侵面上下分布，这些砂体的前缘相带，主要是一些分流河道、河口坝、远沙坝等透镜状砂体，它们在平面上一般成群、成带分布，砂体四周被生油层包裹，与生油层呈指状接触，有利于优先捕获油气，形成大量的岩性油气藏。例如，准噶尔盆地腹部中生界侏罗系含油层均分布在湖泛面附近（图5-6）。最大湖泛面附近控制的岩性地层油气层最明显，再如，二连盆地几乎98%的油藏是分布在下白垩统阿尔善组和腾一段两个湖侵域之间。同样，松辽、渤海湾等断陷盆地此特征均很明显。

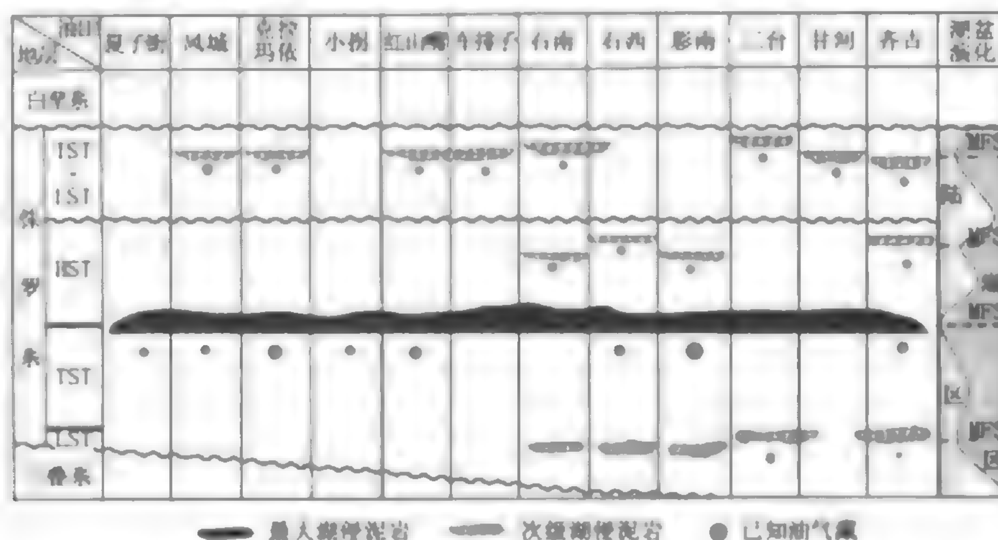


图5-6 准噶尔盆地腹部中生界湖侵面与已知油气藏分布关系图

(4) 顶底板面

顶底板面主要有两种含义，一种是指底板主要是指不整合之下岩层是否为致密地层，如果是渗透层，对圈闭来说是无效圈闭。特别是针对地层超覆圈闭或地层不整合圈闭对底板层要求较高。例如在冀中坳陷束鹿凹陷斜坡上，古近系沙三段砂层超覆在石炭—二叠系之上，如果沙三段砂层是超覆在石炭—二叠系的砂层之上的圈闭，钻探结果仅仅见到油显示，而没有发现好的油层，如南小城地层圈闭；如果砂层是超覆在泥岩或泥灰岩的地层之上，则发现良好的油层，如西曹固、车城地层圈闭。另一个是砂层顶板层是否是致密地层，如果为渗透层，则圈闭也是无效的。顶板层是针对所有的岩性地层圈闭。

第四节 岩性地层油气藏成藏动力与分布规律

一、三种成藏组合的成藏动力与油气分布规律

成藏动力研究是探索成藏机理、预测油藏分布的重要基础工作。目前对油气运移及流体势的研究，未对不同势场环境下构成流体势的压差和势差分别研究。本书对自生自储、上生下储和下生上储三种成藏组合类型的源—储压差和势差的不同驱动机制分别进行了研究，提出了上生下储组合成藏压差驱动、自生自储组合成藏流体压差驱动、下生上储组合成藏势差驱动的三种动力机制，在此基础上进一步分析了三种组合的成藏控制因素和分布规律。

1. 上生下储组合岩性地层油气藏成藏动力与油气分布

在自然状态下，油（气）与水间的密度差而产生的浮力作用使油气自动向上运移。上生下储组合油气藏成藏模式为上生下储型，油气要从上部的烃源层运移到下部的储层，首先要克服浮力作用，这就需要烃源层具有足够大的异常高压，即源储之间要有足够大的压差，驱动油气自上而下运移。

(1) 压差驱动的理论依据

上生下储组合油藏在成藏过程中，构成流体势中的势能（浮力和位能）小于零，浮力在油气运移中起到阻力作用，油气运移要克服浮力作用，因此要有过高的压力，使得源储之间压差要大于浮力和毛细管力等阻力之和，油气才能向下运移。上生下储组合成藏的深度和富集程度决定于压差大小。

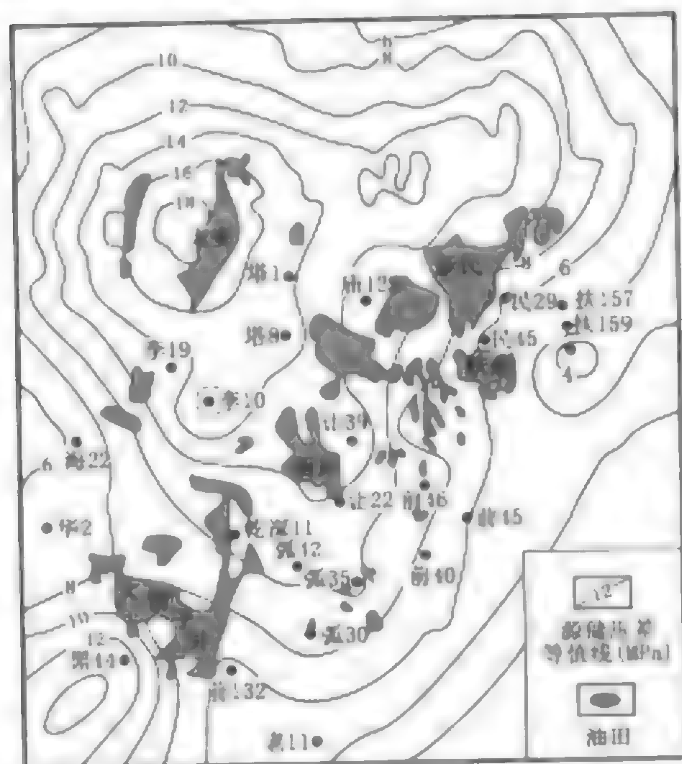


图5-7 扶新隆起K_1qn^1—K_1q^4源储压力差及扶余油藏分布图

(2) 压差特征及成藏动力机制

上生下储组合油藏超压通常分布于烃源层，欠压实和生烃增压是其形成的主导因素。以松辽盆地南部为例，超压成因有早中期欠压实和生烃增压，后期构造扭压等作用，其中前者是主导因素。压差分布规律是平面上围绕生烃中心呈环状分布（图5-7）；纵向位于泥质烃源岩段（图5-8）。

1）扶新隆起青一段压差特征。现今青一段普遍存在地层超压，扶新隆起斜坡部位剩余压力为8～10MPa，压力梯度一般为1.2MPa/100m左右，接近凹陷部位压力为10～12MPa。纵向上从嫩一段向

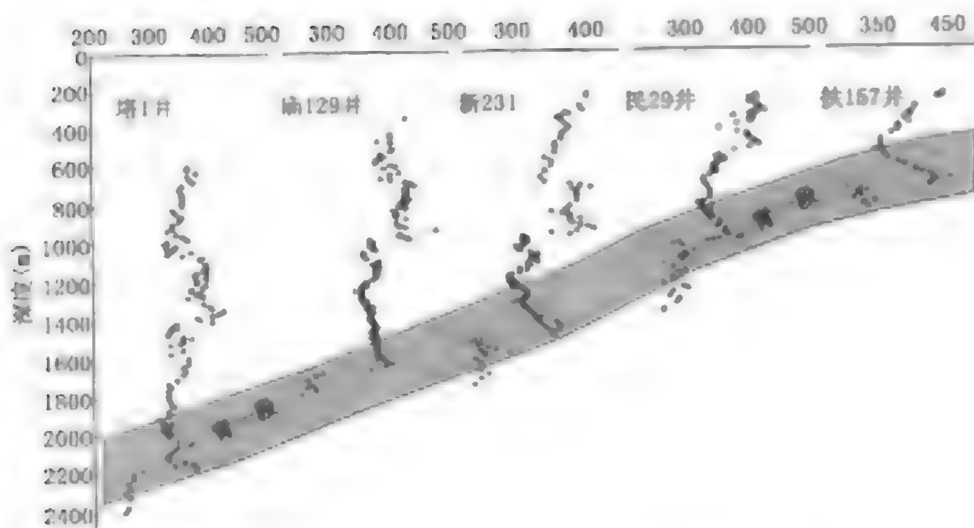


图 5-8 松辽盆地南部声波时差连井剖面对比图

下至青一段压力梯度逐渐增大，在青一段底部和扶、杨油层中压力梯度突然降低（图5-8）。这是因为青一段地层超压流体向下部扶、杨油层排放的结果。根据盆地模拟恢复的地压史表明，青一段超压形成于嫩江期末期，到明水期末期达到高峰。青一段泥岩应力破裂实验表明（迟元林等，2000），当超压大于青一段泥岩围压10MPa时泥岩产生微裂缝，排放异常高压流体，流体超压可达10MPa以上。超压流体以断层为通道，向下排注到扶、杨油层储层中。

2）扶余油层成藏动力机制。扶新隆起K_2qn^1—K_2n^2几乎全为泥岩，大套泥岩异常高压所形成的源储压差在“下灌”机制中起着直接的动力作用，隆起带青一段下面断裂发育，为下灌提供了有效的排运通道。

（3）成藏控制因素和分布规律

上生下储组合成藏控制因素是源储压差、断裂、最大湖泛面、不整合面。源储压差是油气运聚的动力基础和前提条件，断裂是油气疏导通道，最大湖泛面是区域盖层，不整合面是油气区域运移的通道和储集体发育的界面。

平面上油藏分布受不整合面和断层发育因素控制。剖面上油藏纵向分布范围，上部受最大湖泛面控制，下部受压差大小控制，根据压力封闭原理计算，在超压作用下青一段流体垂直向下注入，运移深度计算公式如下

$$H = p/[(\rho_w - \rho_o)g] \tag{5-1}$$

式中 H——下灌深度或封闭油柱高度，m；

p——源储压力差，Pa；

ρ_w——水密度，g/cm^3；

ρ_o——油密度，g/cm^3；

g——重力加速度，m/s^2。

统计结果表明，松辽盆地南部扶新隆起岩性地层油气藏主要分布在源储压力差8～

12MPa 的范围内（图 5－7），将有关参数代入上式中，得出 H 等于 272～408m，即油气下排深度距青一段底 272～408m。实际能否下排到这个深度取决于断层有效通道的发育深度和储层发育状况。

上生下储组合油藏分布在三维空间内具有“三面控藏”的特征，因此上生下储组合岩性地层油气藏的勘探思路，应该遵循“三面控藏”的规律，沿“面”找油。在三面限定的三维空间范围内，分析成藏动力条件——压差分布及与有油源断层沟通砂体的匹配关系，进一步缩小靶区，锁定有利目标。

2. 自生自储组合岩性地层油气藏成藏动力与油气分布

自生自储组合成藏以典型的透镜体油气藏为例，将透镜体作为一个理想的质点考虑，源储势能基本相等，源储压差也会随着油气进入透镜体而很快达到平衡。本书指出，自生自储组合成藏取决于源储压力达到平衡状态之后的流体压差使得透镜体上部油气的压力大于水的压力，从而驱动水向下、向侧面运移，即自生自储组合成藏流体压差驱动。

（1）“流体压差”驱动机制

自生自储组合岩性地层油气藏的形成不仅需要驱油动力，更重要的是要有排水机制，因为在油气生成、运移和聚集之前自生自储组合岩性地层圈闭已经被水所充填。自生自储组合成藏压力场演化与生烃演化阶段紧密相关，可以划分为以下几个阶段。

1）烃源岩未成熟期向透镜体排水阶段。此阶段烃源岩只是生成少量的生物气，还没有生成石油。压实作用所产生的剩余压力促使砂岩、泥岩排水，但由于此阶段泥岩的压实程度大于砂岩，所以总的排水趋势是从泥岩向砂岩（图 5－9a），这个过程会在很短的时间内结束，此时砂岩透镜体内外的流体压力达到平衡，透镜体处于欠压实状态。

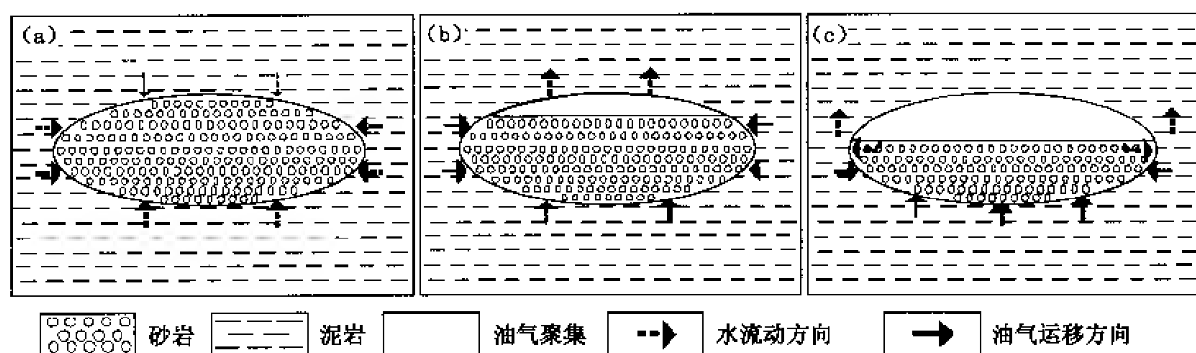


图 5－9　烃源岩内砂岩透镜体成藏演化模式图

（a）未成熟期；（b）低成熟期；（c）成熟期

2）烃源岩成熟早期向透镜体排入少量油气阶段。随埋藏深度的加大，烃源岩演化作用加强，开始生成少量液态的石油和气体。固态的干酪根转变成液态的石油和气体，势必会产生一定的异常高压，将烃源岩生成的少量油气从四周驱向砂岩透镜体中，这个过程也会很快结束，透镜体内外的流体压力达到平衡。因生成的油气数量很少，油气运移主要以水溶相为主，但由于烃源岩的非均质性，各个地区生成的油气量存在差异，在含油饱和度高的地区可以达到两相流动的临界状态，可以发生少量的游离相运移。水溶相运移的油气在

砂岩透镜体内因温度、压力的降低，盐度的增加而出溶，与少量的游离相运移的油气一起在浮力作用下向其顶部运移、聚集，而透镜体内的水通过渗滤作用从其顶部溢出（图5－9b）。

3）烃源岩高成熟期透镜体频繁油进水出阶段。随烃源岩生烃作用的加强，油气开始大量生成，在烃源岩内达到了以游离相运移的临界状态，烃源岩内产生了更大的异常压力。异常高压将部分油气驱进砂岩透镜体中，但很快透镜体内外达到流体压力平衡；进入透镜体内的油气同样在浮力的作用下发生重力分异，向透镜体顶部运移并逐渐积聚一定高度的烃柱，油气很难再从其顶部溢出，这个分异的过程也并不会使透镜体内外的流体压力平衡状态发生改变。

这个时期，毛细管压力差、烃浓度梯度引起的扩散力和盐度梯度引起的渗透力对砂岩透镜体成藏起了重要作用。这三种力均与透镜体内外流体压力平衡状态无关，可使更多的油气进入到透镜体内。毛细管压力差对砂岩透镜体成藏具有重要的作用，它将砂岩、泥岩接触带附近烃源岩中的游离相的油驱进透镜体中；扩散力和渗透力的作用居次要地位，它们主要对轻烃有效，而对石油的作用不大，但它们可增加聚集油气柱的高度。

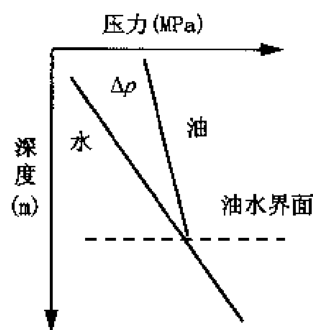


图5－10　流体压力垂向分布示意图
（据Chapman，1982，略加修改）

额外进入透镜体内的油气增加了烃柱的高度，在油（气）水界面上任一点，因为油气密度比水小，油气的压力梯度小于水（图5－10），油气的压力比水的大，油气与水之间的流体压力差（Δp）作用于润湿的水上，发生油气与原生孔隙水的替换，直到达到束缚水饱和度为止。随着这个过程的进行，油气逐渐替换水，使油（气）水界面下移，并将水向油（气）水界面之下透镜体边部排出（图5－9c）。

如上所述，本书强调了当烃源岩生烃产生的异常高压促使透镜体内外的流体压力处于平衡状态后，毛细管压力差、扩散力和渗透力使额外的油气进入其中，在透镜体内部油（气）水界面之上流体压力差的作用下将水从透镜体中排出是非常重要的，因为只有当透镜体内比周围烃源岩的压力大时，才能将水排出。

（2）成藏控制因素和分布规律

自生自储组合油气成藏和分布受“三相”控制，即受构造相、沉积相和成岩相的控制。在松辽南部构造相的控制主要体现在陡（缓）坡和鼻状斜坡背景对油气聚集的控制，因为自生自储组合成藏生储同层，在生烃中心，砂体欠发育，而毗邻生烃凹陷中心的斜坡部位处于前缘带的砂体较发育，也是油气运移的指向区，有利于油气的运聚成藏。沉积相控藏主要是受三角洲前缘带水下分流河道、河口坝等控制，成岩相控藏主要指受深度控制的原、次生孔隙发育区或一些物性圈闭。

因此自生自储组合岩性地层油气藏的勘探思路，应该遵循“三相控藏”的规律，主要是沿“坡”找油，因为近凹斜坡是“三相”匹配良好的地区，故在勘探中优先选择湖岸线内的陡坡和缓坡、鼻状斜坡，搜索有利的沉积相和储集相发育的区块，逐步逼近锁定目标。

3. 下生上储组合岩性地层油气藏成藏动力与油气分布

下生上储组合成藏源储势差是驱动油气自下而上运移的动力因素，并且是永恒的、无条件的，只要运移通道畅通，源储势差大于毛细管压力差，仅靠势差可以驱动油气的顺向运移，可以不依赖源储压差作用也能实现油气运移（当然有压差存在油气运移将更加有利），故提出下生上储组合成藏势差驱动。

（1）“势差”驱动机制

下生上储组合成藏势能（位能）起动力作用。由流体势（油势）公式（5-2）中可以看出，由于高度差而产生的势差（位能）恒大于0，储集体处于有利的低势差区，即使不依赖于异常压力，若运移通道畅通仅凭势差也能够驱动油气运移。油势计算公式为

$$\Phi_o = \frac{p}{\rho_o} + gZ \tag{5-2}$$

下生上储组合成藏由于油水密度差而产生的势差驱动油气自下而上运移是一个永恒的动力，但势差能否驱动油气有效运移需具备下列前提条件：①要有畅通的运移通道；②满足源储之间的各种阻力（毛细管力等）之和要小于浮力；③存在势差的情况下，圈闭中要有储油气空间（孔、洞、缝等），同时要有排水通道和场所；④油的密度、储层孔渗特征等不影响油气运移和分异的有效性。

松辽盆地南部海坨子海10井、海2井区青三段和姚二、姚三段为断层沟通岩性上倾尖灭油气藏。该井区油源断层发育，存在畅通的运移通道沟通烃源岩和储层，下部青一段毗邻生烃凹陷中心，具有充足的油气源，在源储势差驱动下，青一段源源不断地沿断层向上部砂体供油，具备下生上储组合成藏的有利条件。

（2）成藏控制因素和分布规律

下生上储组合油藏成藏模式为下生上储型，油源断裂及输导系统是油藏形成和分布的主控因素，下生上储组合油藏分布与上生下储组合油藏同样具有“三面控藏”的规律性，即受断层面、不整合面、湖泛面的控制。首先断层尤其是垂向油源断层的存在是下生上储组合成藏的前提条件，否则就失去了沟通油源的物质基础。油藏纵向分布首先受油源断层的控制，如海坨子在储集体广泛发育的区带，油源断层发育部位是岩性地层油气藏富集区。其次，油藏在横向分布上受断层面和不整合面的控制，油藏多分布于不整合面附近。

下生上储组合油藏分布纵向受两类“面”控制，上下湖泛面（上部湖泛面为区域盖层，下部湖泛面为烃源灶）限定了油藏的纵向展布范围，油藏具体部位受不整合面控制，横向上油气富集受断层面及所连通的砂体展布控制。

因此上生下储组合岩性地层油气藏的勘探思路，亦应该遵循“三面控藏”的规律，沿“面”找油。在三面限定的三维空间范围内，分析油源断层的发育层位及其上覆砂体的匹配关系，进一步确定油气富集区。

基于上述理论和实例分析，对上生下储组合、自生自储组合、下生上储组合岩性地层油气藏成藏动力特征得出以下几点初步认识：

1）上生下储组合成藏“压差”驱动，垂向油源断裂和超压是油气成藏的关键因素，断层面、不整合面、湖泛面控制油气成藏和分布。

2）自生自储组合成藏流体压差驱动，构造相（陡坡、缓坡、鼻状斜坡）、沉积相（三

角洲前缘带）和成岩相等三相控制源储配置关系及油藏的形成和分布。

3）下生上储组合成藏势差驱动，油源断裂、不整合等输导系统与有利圈闭是油藏形成的主控因素，油藏分布受湖泛面、断层面和不整合面控制。

二、构造—层序成藏组合类型及其油气分布规律

1. 构造—层序成藏组合概念与意义

陆相盆地由于其结构类型多样、储集体多变、圈闭成因复杂、成藏条件苛刻等原因，因此其油气聚集区带往往不能简单的用构造区带或岩性区带等来概括或划分。中国油气勘探目前已进入到构造与岩性地层油气藏勘探并重的阶段，因此应用多因素地质条件进行油气聚集区带划分和评价已势在必行。通过大量油气聚集区带成藏条件解剖分析，笔者认为构造背景、层序格架内的沉积体系类型和烃源岩与储集体（或圈闭）配置的空间位置三方面条件是油气聚集成藏的主要因素，上述条件突出了构造、层序和成藏的重要性，因此首次提出了“构造—层序成藏组合”概念。

“构造—层序成藏组合”指在一定的构造古地理背景下充填的沉积层序及其体系域，在后期构造、成岩演化过程中形成的一类（或几类）储集体和圈闭类型，它们具有相似的成藏条件和油气分布规律。从构造背景、沉积层序特征和成藏条件的差异出发，一种类型盆地可发育多种“构造—层序成藏组合”。例如一个具有统一的斜坡构造背景，同一物源、同一水系形成的沉积层序与储集体，并在同一油气输导系统控制之下形成一种断陷盆地中最常见的构造—层序成藏组合类型，斜坡带—断陷层序成藏组合，这是第一级，相当于二级构造带。其次，一个斜坡范围相当广阔，会发生次级构造背景的变化，与此同时，由水系输入斜坡的碎屑物质发生自然分异，形成不同相带，如辫状河三角洲平原、辫状河三角洲前缘内带和外带等。在斜坡不同部位形成不同类型岩性—地层油气藏聚集带，在斜坡高部位的分流河道发育区常出现地层不整合油气藏和稠油带；在斜坡中部坡度转折或生长断裂带及伴生构造发育部位属辫状河三角洲内前缘分布区，形成构造的、复合的和岩性油气藏聚集带；在斜坡低部位是辫状河三角洲外前缘和浊积岩砂体分布区，形成岩性油气藏聚集带，属于第二级，相当于勘探区带。第三级即具体的勘探目标，如三角洲前缘侧翼的上倾岩性尖灭或鼻状构造与某类沉积微相的配置。研究不同类型盆地的构造—层序成藏组合类型对掌握岩性地层油气藏分布规律，为油气勘探提供层序地层学和沉积学依据有重要意义。

“构造—层序成藏组合”是对国外海相层序地层学的突破，是中国陆相层序地层学的新发展，突出了对岩性地层油气藏形成的构造背景、主力发育层段的层序地层结构和储层与圈闭类型特征，以及油气运聚成藏分布等内容的综合分析评价。从油气勘探的意义来看，一种类型的构造—层序成藏组合就代表了一种岩性地层油气藏特定的形成环境，它是岩性地层油气藏有利区带划分和评价的重要理论依据。在此基础上，提出应在三级层序地层格架内编制四类工业化图件，包括等时格架内的沉积微相图、有效烃源岩分布图、主目的层顶面构造图与分层段勘探程度图。然后，对岩性地层有利靶区和目标进行综合评价，它是划分和评价岩性地层油气藏聚集区带的纲领性图件，与构造勘探编制的二级构造单元划分图有质的不同。

2. 构造—层序成藏组合类型划分

通过对我国断陷、坳陷、前陆、克拉通四种主要含油气原型盆地典型富油气区带的构

造、层序地层特征和油气藏成藏条件的分析解剖，共划分出12种构造—层序成藏组合类型：

断陷：缓坡—湖侵和高位辫状河三角洲、水下扇型（辽河西部凹陷西斜坡）；

断陷：陡坡断阶—湖侵和高位水下扇、扇三角洲型（辽河西部凹陷冷东扇体）；

坳陷：长轴缓坡—湖侵和高位河流三角洲型（松辽青山口期北部河流三角洲）；

坳陷：短轴缓坡—高位河流三角洲型（鄂尔多斯盆地安塞油田）；

坳陷：短轴陡坡—湖侵和高位扇三角洲（松辽盆地西部英台）；

前陆：短轴陡坡—低位扇三角洲水下扇型（四川川西）；

前陆：短轴缓坡—湖侵河流三角洲、滩坝型（四川盆地川中隆起西坡）；

克拉通：台内裂陷槽—海侵滩坝型（四川川东北飞仙关鲕滩）；

克拉通：古隆起缓坡—海侵滨海沙坝型（塔里木盆地东河砂岩）；

克拉通：古隆起陡坡—海侵滩坝型（鄂尔多斯中央古隆起西坡）；

克拉通：古隆起溶蚀型（塔里木轮南潜山）；

克拉通：台地边缘—海侵生物礁滩型（塔里木麦盖提斜坡）。

3. 两种典型构造—层序成藏组合的油气分布规律

(1) 断陷：缓坡—湖侵和高位辫状河流三角洲、水下扇型

该类型如辽河西部凹陷西部斜坡南段、南堡凹陷沙北斜坡带和二连盆地乌里雅斯太凹陷缓坡带。其中以辽河西斜坡南段最为典型。

辽河西部凹陷西斜坡南段呈NE—SW向延伸，长50km，北西—南东宽12.5～22km。发育北西向、北东向西掉和北东向东掉三种断裂系。北西向断裂系和缓坡上的鼻状隆起相结合控制着入湖水系的方向；北东走向西掉断裂系将斜坡切割成3～4排基岩断块单面山及其间的峡谷，控制了下部沉积充填的岩性岩相变化、厚度变化和层序分布；北东走向东掉断裂系将斜坡切割成高、中、低三带，控制中上部层序沉积相带和厚度变化。

辽河西部凹陷古近系层序地层系统划分为2个二级层序和6个三级层序。其中，第一个二级层序包括4个三级层序（图5-11）。第一个三级层序S_1为辫状河三角洲沉积，代表断陷张裂早期沉积。第二、三层序S_2、S_3为水下扇，代表断陷深陷期沉积。第四层序S_4为扇三角洲—水下扇沉积，代表湖盆后期收缩产物。

辽河西部凹陷西斜坡古近纪是一个以连续沉降为主的沉降型斜坡，斜坡本身发育优质有效烃源岩，斜坡下方毗邻生油深洼陷，斜坡带具有丰富的油气资源。辫状河三角洲、水下扇和扇三角洲多种类型碎屑岩储集体广泛分布，与优质烃源岩形成自生自储、上生下储和下生上储多套生储盖组合。斜坡带上发育杜家台油层、莲花油层、大凌河油层、热河台油层，兴隆台油层和马圈子等6套油层（组），形成多种油藏类型。沙三段受水下扇上倾尖灭砂体控制形成上倾尖灭和侧向尖灭油藏，受生长断层鼻状构造与水下扇砂体控制形成复合油藏。沙四段受基岩断块单面山控制，形成上倾尖灭油藏和披覆油藏，受斜坡边缘地层不整合及稠油封堵控制形成地层不整合油藏，以及受生长断层下降盘鼻状构造和辫状河三角洲砂体控制的复合油藏。前古近系基岩主要受基岩断块单面山控制形成花岗片麻岩古潜山油藏。

(2) 坳陷：短轴缓坡—高位河流三角洲型

坳陷短轴方向也有缓坡和陡坡之分。缓坡如鄂尔多斯盆地陕北缓坡带上广泛发育曲流

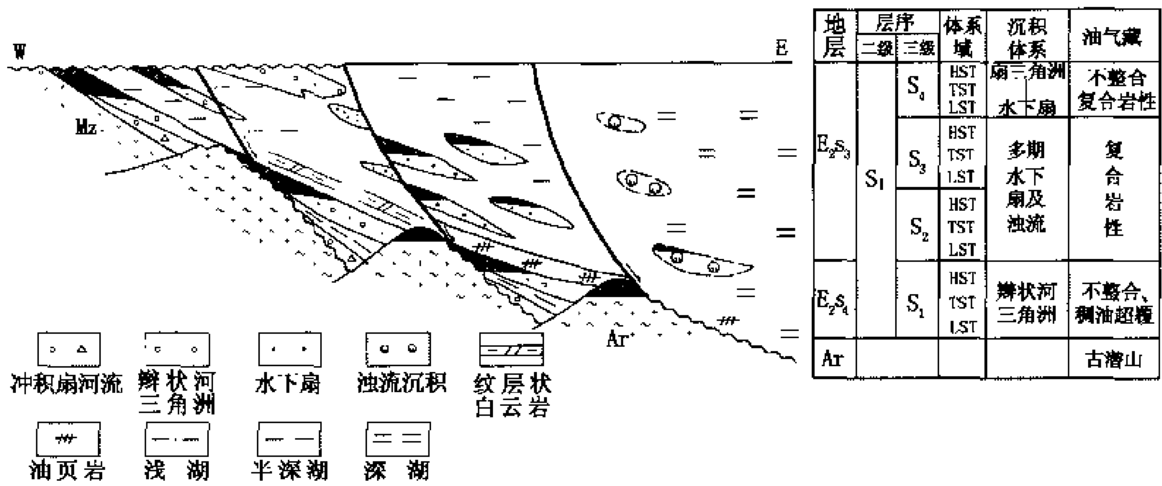


图 5-11 多断裂系缓坡—湖侵和高位辫状河三角洲、水下扇型构造—层序成藏组合

河三角洲沉积。陡坡如鄂尔多斯盆地西缘发育辫状河三角洲和松辽盆地西部斜坡发育三角洲和辫状河三角洲沉积。它们多出现于湖侵体系域和高位体系域，少数出现于低位体系域。下面以鄂尔多斯盆地上三叠统延长组缓坡—高位曲流河三角洲为例进行简述。

鄂尔多斯盆地是克拉通内坳陷型盆地，构造活动性稳定，是受长期继承性升降活动控制的大型沉积盆地，盆地中部为广阔的陕北斜坡，斜坡呈向西倾斜的平缓单斜，晚三叠世发育大型曲流河三角洲，是典型的岩性油藏分布区（图 5-12）。

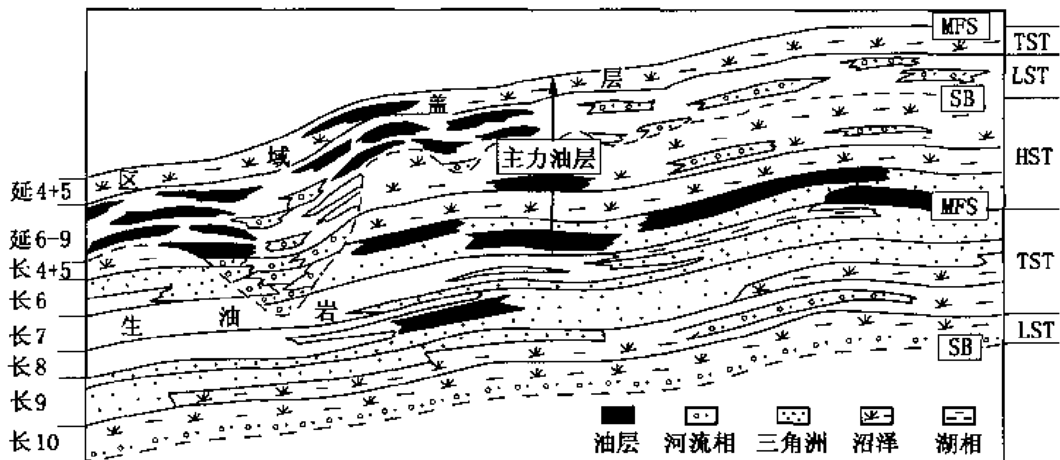


图 5-12 鄂尔多斯盆地上三叠统缓坡—河流三角洲组合类型

上三叠统属于潮湿气候环境，发育一个二级层序。该二级层序自下而上划分为 3 个三级层序，第一个三级层序（S_1）相当于 T_3y_1（长 10）—T_3y_2（长 9、长 8），第二个三级层序（S_2）相当于 T_3y_3（长 7—长 4），第三个三级层序（S_3）相当于 T_3y_4（长 3、长 2）—T_3y_5（长 1）。层序 S_1 由低位、湖侵和高位三个体系域所构成，层序 S_2、S_3 则发育湖侵和高位体系域。盆地东北斜坡区自西北向东南分布着多个河流三角洲砂体，分布面积达 1000～

3000km²，而以安塞河流三角洲沉积规模最大。其中第二个三级层序高位体系域（长 6）最发育，该河流三角洲自东北向西南由多条分流河道延伸入湖。三角洲前缘的骨架砂体是水下分流河道砂体，下超于湖侵期（长 7）半深湖、深湖暗色泥岩和油页岩（张家滩页岩）之上，在平面上呈指状（鸟足状）延伸，多级分叉，形成大型三角洲朵状复合体。在斜坡缓慢的沉积背景下，水下分流河道有继承性发育和迁移摆动的特征，在垂向上，前者形成多个叠置的水下分流河道砂岩，后者则是单一韵律水下分流河道—天然堤砂岩夹于水下分流河道间洼地泥质沉积之间。

鄂尔多斯盆地上三叠统烃源岩分布于各层序中的水进体系域（长 9、长 7、长 4）。其中长 7 是主力烃源岩，厚度大、分布广。高位体系域的储层（长 8、长 6、长 2+3）与下伏湖侵体系域的生油层形成良好的生储盖组合，以长 6 的三角洲前缘最为重要，储层物性属中孔低渗和低孔低渗。油藏类型属缓坡背景的岩性油藏，其主要遮挡方式是岩性圈闭和成岩胶结致密带圈闭两种类型，前者为分流间湾泥岩形成上倾岩性遮挡油藏，水下溢岸粉砂质泥岩形成侧向遮挡油藏。后者成岩作用中期三角洲砂岩中的浊沸石和长石被溶解，形成次生孔隙发育带，即浊沸石–长石溶蚀相是该区最有利的储集岩相，溶蚀作用主要发生于靠近生油洼陷一侧，向湖盆边缘方向溶蚀作用逐渐减弱，溶蚀作用强烈的砂岩物性含油性好，而不溶蚀的浊沸石胶结相和其他胶结相则是形成圈闭的致密带。

第五节　富油气凹陷“满凹含油论”的勘探思想与区带划分

一、富油气凹陷“满凹含油论”的基本内涵与意义

1. “满凹含油论”产生的背景

富油气凹陷“满凹含油论”思想产生于 1999 年，2000 年在中国石油勘探技术座谈会上首次提出，2004 年 4 月公开发表。这一思想的提出基于两个基本事实。其一，近几年来，在二级构造带以外的斜坡区及深凹陷部位，都有油气发现，油气藏类型主要为岩性地层型呈满凹含油之势。其二，当前东部老油区油气勘探领域已发生明显的转变，由构造油气藏勘探转入到岩性—地层油气藏的勘探，需要新的理论指导。

陆相石油地质理论的核心要点可以概括为陆相生油论、源控论与复式油气聚集理论。这些理论在一直中国的油气勘探中发挥着非常重要的作用。随着勘探的深入，尤其是一系列岩性地层油气藏的发现，人们注意到陆相沉积盆地中很多油气藏分布在生烃凹陷的低部位，甚至是向斜的中心部位，用二级构造带的划分标准很难包括在内，即陆相盆地中有一类凹陷的油气分布已经超越了二级构造带的范围，呈现出“满凹含油”的特点。

近几年在岩性地层油气藏勘探中，东部老区立足于富油气凹陷的精细勘探，揭示了在二级构造带以外的斜坡区以及深凹陷部位都有油气藏分布，油气藏类型以岩性地层型为主，呈现满凹含油的趋势。例如，松辽盆地南部的长岭凹陷区已呈现出满凹含油的特点；鄂尔多斯盆地白豹地区位于延长组沉积期的湖盆中心，近年来针对长 3、长 4+5 以及长 8 层位的勘探均取得良好效果；渤海湾盆地在多个凹陷区发现了一系列岩性油气藏，如南堡凹陷在高—柳构造带低部位的沙三段和沙一段扇体中获高产油气流。

2. 富油气凹陷"满凹含油论"的内涵与意义

"满凹含油论"是指在富油气凹陷内，优质烃源灶提供了丰富的油气资源；陆相沉积多水系与频繁的湖盆振荡，导致湖水大面积收缩与扩张，使砂体与烃源岩不仅间互，而且大面积接触，从而使得各类储集体有最大的成藏机会，因而含油范围超出二级构造带，并在包括斜坡区的凹陷深部位都有油气藏的形成和分布，呈现整个凹陷都有油气成藏的局面。同时，也需要指出并非所有的含油气凹陷都存在满凹含油，只有富油气凹陷才具备满凹含油的条件。

"满凹含油论"并不意味着在凹陷的每一个部位都可以发现油气藏，而在于强调勘探理念的变化。"满凹含油论"的提出使勘探领域跳出了"二级构造带"范围，可以实现满凹陷勘探。勘探范围不仅包括已有的正向二级构造带，也包括广大的斜坡区和凹陷的低部位。

与"满凹含油论"相对应，还有一个油气资源经济性问题，即富油气凹陷并不是所有的油气聚集都有经济性，油气聚集的丰度和品位有较大变化。这就涉及到优质油气资源分布的主控因素与分布规律问题。实际上，在确立富油气凹陷"满凹含油论"的前提下，优质油气资源的分布也是有规律可循的。

"满凹含油论"的提出对指导现阶段和未来一段时间岩性地层油气藏的勘探有着十分重要的意义。一方面，针对富油气凹陷实现满凹勘探。这一论点的提出，丰富和发展了以往"定凹选带"的勘探理念。另一方面，催生岩性地层区带的建立，并制订划分评价标准，为指导岩性地层油气藏的勘探奠定重要基础。

岩性地层区带指在沉积环境和构造背景的联合作用下形成的在岩性、岩相组合与构造发育历史上密切相关的地层段，受纵向层段和平面地理范围的双重限定，其含义与二级构造带的概念有较大差异。不同层段形成的区带范围是变化的，讨论岩性地层区带必须先界定目的层段，然后才能划出范围。此外，对岩性地层区带的划分更多地要在沉积环境研究的基础上，通过油源与岩性地层变化带空间展布的组合关系来实现，同时考虑不同沉积相带油气聚集与分布的特征。有了岩性—地层区带的概念与划分标准，在富油气凹陷满凹勘探时，就有了客观认识油气分布规律和指导加快勘探节奏、提高勘探效益的有效工具。

二、富油气凹陷"满凹含油"的形成条件

1. 富油气凹陷烃源岩生烃总量大，可保证各类储集体聚油成藏

"满凹含油"的前提条件是富油气凹陷。陆相沉积盆地中富油气凹陷发育最优质的烃源岩（表5-6），表现为烃源岩质量好、规模大、热演化适度与生烃总量大，可保证与之相关的各类储集体聚油成藏。

表5-6　主要富油气凹陷烃源岩面积与凹陷面积统计表

富油气凹陷名称	层位	有效烃源岩面积（km^2）	凹陷面积（km^2）	有效烃源岩面积/凹陷面积（%）
东营凹陷	E	3970	5700	69
沾化凹陷	E	1450	2800	55
辽河西部凹陷	Es_3	1690	2560	66

续表

富油气凹陷名称	层位	有效烃源岩面积（km^2）	凹陷面积（km^2）	有效烃源岩面积/凹陷面积（%）
歧口凹陷	Es_3	2380	3835	62
南皮凹陷	E_2k	1165	1455	80
板桥凹陷	Es_3	749	971	77
松辽盆地	K_2	64900	122000	53
鄂尔多斯盆地	T_3	85000	140000	60
准噶尔盆地	P	41600	80000	51

东部断陷盆地优质烃源岩主要发育在强烈的裂陷期，由于构造沉降强烈，湖水较深，沉降速率大于沉积物供给速率，欠补偿沉积湖泊的营养和浮游生物生产力都达到较高水平，因此，湖盆最大扩张期的深湖—半深湖沉积物形成于良好的富氢有机质堆积环境，发育的烃源岩有机质类型多以Ⅰ—$Ⅱ_1$型为主。如渤海湾盆地歧口凹陷沙三段深灰色泥岩厚度超过1500m，有机质类型以Ⅰ—$Ⅱ_1$型为主；辽河西部凹陷的 E_2s_3 和 E_2s_4 烃源岩累计厚度超过500m，有机质类型主要为Ⅰ型，据最新分析资料，辽河西部凹陷总生烃量为 235.49×10^8t，石油资源量为 26.6×10^8t，运聚系数高达10.06%，生烃强度达 $0.071\times10^8t/km^2$，分别是东部凹陷和大民屯凹陷的26倍及11倍。

大型坳陷湖盆构造相对稳定，以发育统一的湖盆沉积为特征，湖平面升降是控制沉积环境与相带组合的主导因素。湖盆扩张期的湖侵范围很广，湖泊中心部位常常发育优质烃源岩。如鄂尔多斯盆地晚三叠世延长组长7段沉积期是最大湖侵期，深湖—半深湖相泥岩烃源岩面积达 $8.5\times10^4km^2$，占同期湖盆面积的60%，有机质类型多以Ⅰ—$Ⅱ_1$型为主，有机碳平均含量为2.17%，盆地中心吴旗一带烃源岩厚100m以上，向盆地边缘减薄，在靖边—子长—延安一线为30m左右。松辽盆地主要烃源岩发育在青山口组青一段，是暗色泥岩，除在盆地边部如滨北地区砂岩含量较高外，在中央坳陷区几乎全区分布，烃源岩厚60～80m，有机碳含量平均为2.207%，有机质类型多以Ⅰ—$Ⅱ_1$型干酪根为主，有效烃源岩面积达 $6.5\times10^4km^2$，占湖盆总面积的53%。

中西部地区发育的前陆盆地处在盆山结合部位，有最深的汇水，发育优质烃源岩，有机质丰度高，烃源岩厚度大。尤其是晚三叠世—早、中侏罗世气候潮湿，形成的前陆盆地如库车坳陷、川西坳陷、鄂尔多斯盆地西缘与准噶尔盆地南缘等均发育优质烃源岩。库车坳陷侏罗系总有机碳含量一般大于1.0%，主要为2.5%～4.0%，三叠系总有机碳主要为2.0%～3.0%，烃源岩厚100～800m，有效烃源岩面积 $1.6\times10^4km^2$，占同期湖盆面积的53%。

由此可见，富油气凹陷发育在不同类型的陆相沉积盆地中，发育优质烃源岩，可为与之有联系的各类砂体提供充足的油源。

2. 有效烃源岩面积大，有利于油气运聚成藏

有效烃源岩是已进入成熟门限大量生、排烃的那部分烃源岩。富油气凹陷不仅烃源岩质量好、规模大，而且有效烃源岩所占比例很高，因而使成藏范围和规模较大。统计数值

表明，我国主要含油气盆地中的富油气凹陷有效烃源岩面积与同期湖盆面积的比值均超过50%（表5－6），明显高于一般的陆相沉积凹陷。

由于有效烃源岩面积占凹陷面积比例大，来自不同方向的水系形成的各类砂体有较大机会与烃源岩接触。在渤海湾盆地的富油气凹陷中，主水系砂体与烃源岩接触的面积高达80%以上；坳陷湖盆这一比值相对要低，但不同水系发育规模不一，比值也有所不同（表5－7）。

表5－7　富油气凹陷中主水系砂体与烃源岩接触面积统计表

盆地（坳陷）	水系与层位		砂体面积（km^2）	与烃源岩接触面积（km^2）	与烃源岩接触的砂体面积比例（%）
辽河坳陷	齐家	Es_{1+2}	316	306	96.8
		Es_3	345	280	81.2
	西八千	Es_{1+2}	405	357	88.1
		Es_3	350	300	85.7
	兴冷	Es_{1+2}	303	293	96.7
		Es_3	225	215	95.6
鄂尔多斯盆地	北部三角洲	T_3y	58000	37000	63.8
	西南三角洲	T_3y	20000	13500	67.5
松辽盆地	保乾三角洲	K_2qn^3	12000	5600	46.7
		K_2qn^2	18000	8700	48.0
		K_2q^4	36000	19000	52.7
	英台三角洲	K_2q	4500	200	55.6
	北部三角洲	K_2q	44000	23000	52.3

保乾水系发育在松辽盆地西南部，以三角洲沉积体系为主体，呈北东向伸入长岭凹陷（图5－13）。该水系在泉头组—嫩江组沉积期长期发育，水系规模随着湖侵和湖退发生变化。

泉头组沉积时期水系规模最大，即使在湖侵最大期的泉四段沉积期，水系规模也有$3.6\times10^4km^2$，三角洲前缘砂体近$2\times10^4km^2$，与烃源岩接触面积高达52.7%。青山口组沉积期，保乾三角洲砂体演化有三个主要特点：①物源方向总体由西南向西北方向逐步迁移；②三角洲发育经历了退积、加积和大规模迁移三大过程，前缘朵状体由深湖型朵叶体转变为浅湖型树枝状体；③青二段沉积晚期，来自通榆水系的三角洲前缘砂体与保乾水系的三角洲前缘砂体在乾安一带叠加连片，形成大面积以分流河道和河口坝砂为主体的砂体，重点含油层段的青山口组二、三段砂体与有效烃源岩的接触面积比值高达40%～60%，使得该水系发育的各类砂体有充足的油源供给，并聚集成藏。该区岩性油藏成藏的特点是：①含油层系多，以青山口组为主；②微相控制着单砂体分布与岩性圈闭位置和规模；③最有利的储集体为三角洲前缘分流河道和河口坝砂体；④油水分布复杂；⑤多个含油砂体叠加

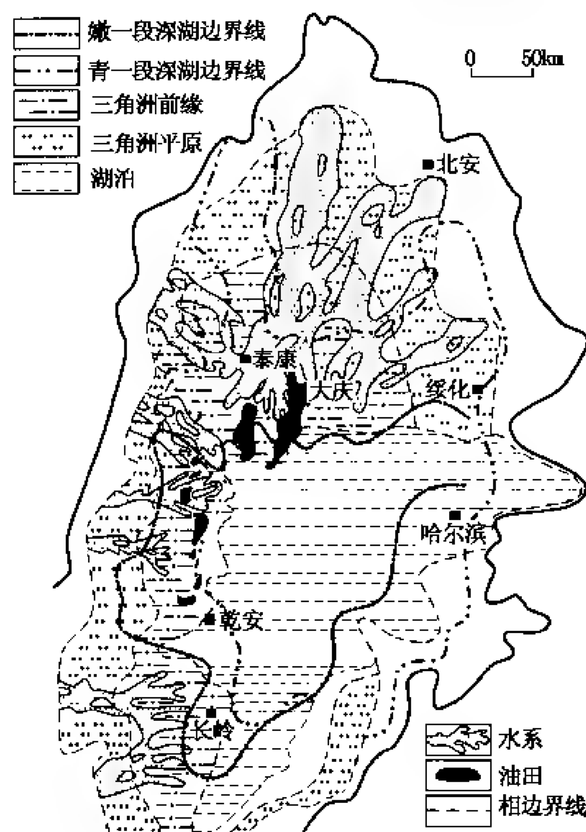


图5－13　松辽盆地姚家组二、三段沉积体系展布图

连片形成连片含油面貌。随着勘探的深入，大情字井和乾安油田有连片趋势，可形成 3×10^8t 以上规模超大型岩性油藏区。

3. 湖盆振荡变化使砂、泥岩频繁间互，为各类岩性—地层圈闭形成创造条件

陆相沉积盆地受构造与气候的联合作用，湖盆的水进、水退频繁发生。低位体系域和高位体系域沉积期砂体发育，有时来自盆地四周的水系向盆地注入，可以使砂体几乎覆盖全凹陷；而最大湖侵期由于湖盆扩张，砂体退缩，烃源岩可以扩及很大范围，构成剖面上生储盖组合匹配（图5－14）。伴随着湖盆振荡变化，这样的组合在剖面上还可重复多次。同时，多水系形成的砂体横向上岩性变化快，不仅使烃源岩与储集体大面积接触，而且因岩性侧向变化极易形成多种类型的岩性圈闭。在有些时间段，烃源岩的扩展范围与砂体向湖盆中心的推进规模均较大，从而使油源岩与储层间互，这是满凹连片含油的基础。

断陷湖盆多物源、短水系，碎屑物质入湖快速，砂体与湖相泥岩接触机会和面积均较大。陡坡有冲积扇直接入湖，形成近岸水下扇等重力流沉积；缓坡发育河流—三角洲与滨湖沙坝等砂体；湖盆中心又有浊积砂体。这些砂体侧向与烃源岩接触，上下往往被烃源岩包围，构成良好的生储盖配置组合，可形成各类岩性油气藏。坳陷湖盆沉积相带多呈环带状分布，沿湖盆长轴方向往往发育大型曲流河三角洲，短轴方向则形成辫状三角洲。一系列三角洲前缘砂体呈带状或席状叠置于烃源岩之上或夹于烃源岩层系中，可形成连片分布的含油层系，如松辽盆地上白垩统青山口组发育六大三角洲体系，在 8×10^4 km² 范围内都有砂体分布，并与烃源岩间互。鄂尔多斯盆地延长组发育南、北两大主水系，北岸水系以发育曲流河三角洲为主，北东向展布，延伸长度达到300km；南岸水系以发育辫状河三角洲为主，北东向展布，延伸长度150km。这两大水系形成的长6段前缘相带与长7段烃源岩的接触面积达 5.6×10^4 km²，占有效烃源岩分布面积的82%以上。

三、富油气凹陷“满凹含油论”的勘探思想

油气勘探思想离不开勘探理论的指导和勘探配套技术的不断进步和完善。我国油气勘探过去提出的主要理论有“源控论”、“复式油气聚集带”等，其勘探指导思想在我国油气勘探的不同阶段发挥了极其重要的作用。

“源控论”是前人在20世纪60年代初期根据松辽盆地的勘探实践和研究基础提出来

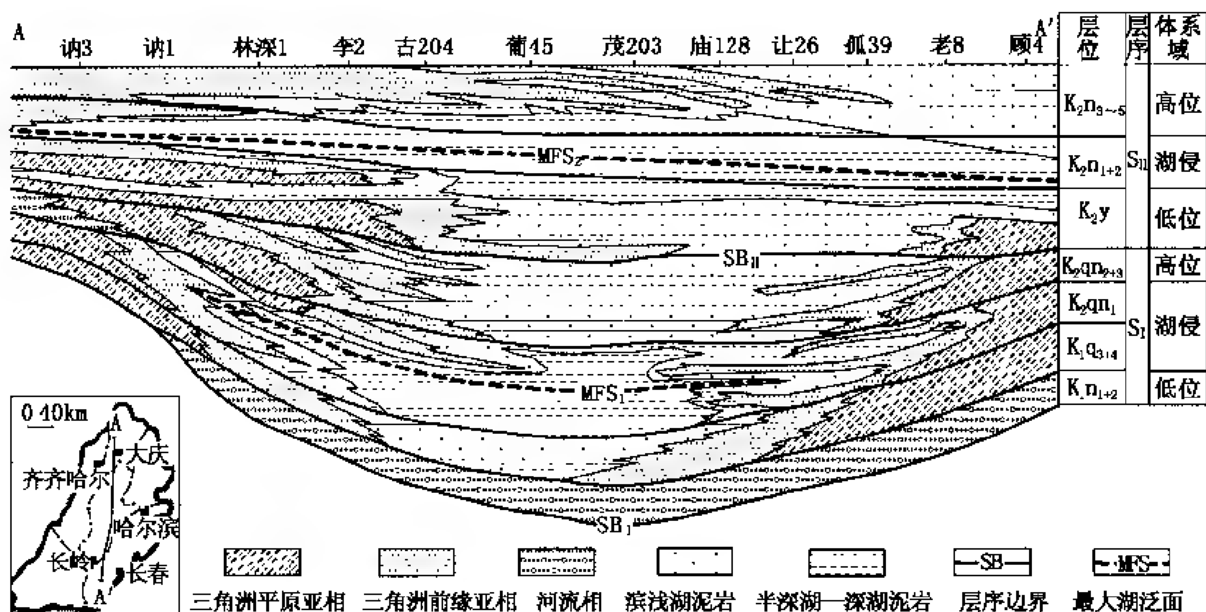


图 5－14 松辽盆地南北向层序地层格架剖面

的。其实质是强调油源区控制油气田的分布。“源控论”发展了我国早期学者提出的沉降带或坳陷中心找油有利的观点，明确提出找油要找有利的生油凹陷和地区，并且认为这是决定一个新区有无油气田的根本前提。“源控论”的勘探思路主要为“定凹选带”，亦即在一个盆地的勘探初期，要尽快利用各种手段查明生油中心，发现和确定生油区，并在其中或邻近地区选择有利勘探区带进行钻探，必然会找到一批油气田。“源控论”曾有效指导了东部油区勘探初期和早期的油气大发现。

“复式油气聚集带”油气勘探理论是前人在 1960—1970 年系统总结我国东部断陷盆地油气分布规律基础上提出来的。“复式油气聚集区带”理论的提出，极大的加强了渤海湾盆地油气分布规律的认识，并提出了主要针对各种正向二级构造带的“整体解剖、滚动勘探开发”的勘探思想，成功地指导了渤海湾盆地许多凹陷的油气勘探，提高了油气勘探效率，发现了胜坨、北大港、曙光、孤岛、任丘、东濮等一批大油田，为我国原油产量在 1978 年上亿吨作出了重大贡献。“复式油气聚集带”油气勘探理论使我国油气地质理论与勘探技术方法达到了一个新水平，成为我国油气勘探历史上的又一个新的里程碑。

富油气凹陷“满凹含油论”是在中国东部裂谷断陷盆地进入较高勘探程度，进一步深化老区勘探、寻找优质效益储量背景下提出的。该理论起步发展于 20 世纪 90 年代，目前仍在不断完善之中。“满凹含油”理论的实质是在那些烃源岩发育，资源丰度高、油气十分富集的凹陷中，树立“满凹含油”的思想，以凹陷为整体进行“饱和”勘探，寻找多种类型油气藏。这些油气藏不仅包括正向构造带中的油气藏，更重要的是寻找负向构造带中的油气藏，特别是构造背景下的岩性地层油气藏，如砂砾岩体、火成岩、潜山和地层油气藏等，同时大力发展层序地层学与地震储层预测等核心勘探技术，从而推进岩性地层油气藏的勘探。

“满凹含油论”适用于指导我国近源型富油气断陷和坳陷型含油气盆地的深化勘探，开展“沿坡找油”，坡就是环凹斜坡、凹内构造坡、凹内古地形坡。对于西部远油源型的前陆、坳陷和海相组合的叠合盆地，要以“满盆含油”的思想进行勘探，开展“沿面找油”。面就是与油气运聚有关的断层面、不整合面与湖（海）侵面，它们对沟通烃源灶与圈闭有重要作用。如准噶尔盆地三面终止的部位都可能含油气，在全盆地都可能有油气藏分布，易于满盆含油。近源“沿坡找油”与远源“沿面找油”是岩性地层油气藏勘探的重要思想。

“满凹含油论”既强调在富油气凹陷有效烃源岩范围内的任何部位都可能发现油气聚集，即油气藏的形成并不局限于正向二级构造带范围内，也强调并非所有的油气聚集都有经济性。因此，要确保跳出正向二级构造带进入凹陷区的油气勘探有较好的经济回报，还需要特别关注经济资源的主控因素和分布规律。

跳出二级构造带进入向斜区的油气勘探主要是发现岩性地层型油气藏。这类油气藏的特点是：①单体规模不大，但多个油藏错列叠置，可以形成大面积连片的油藏复合体；②单个油藏油柱高度不大，油水系统多，但油藏复合体范围内总的油层厚度不小；③油层总体平缓，油水分异不彻底，因此，单井原油产量总体偏低，勘探开发效益大受影响。

根据近几年对岩性—地层油气藏油气富集与分布特征的研究，发现在呈席状分布的砂体中，主砂带、裂缝发育带以及与鼻状构造背景配位的各类储集体可使低丰度聚集的大面积岩性—地层油气藏“贫中有富”，国外称之为“甜点”(Sweet Point)。很显然，在特定探区，如果能对上述三类岩性—地层油气藏分布的规律有客观的认识，对提高岩性—地层油气藏探明储量的动用率和勘探效益都是十分有益的。

总之，在富油气凹陷中，只要坚持“满凹含油”观，相信勘探无禁区，围绕“四面”和“六线”，分层次系统做好配套研究和工业化制图，以岩性—地层型油气藏为主要目标的勘探工作在成功率与成效方面都会得到显著改善。同时，作好主砂体、与砂体配位的裂缝系统以及鼻状构造背景等控制油气相对富集高产的要素之间的空间耦合关系与分布特征的研究，对提高勘探效益有帮助。

四、“四图”叠合编图和岩性地层油气藏区带划分

油气区带划分是确定一个含油气区油气勘探和开发程序的主要依据，其合理性直接关系到含油气区带的油气资源能否得到高效勘探和开发。在岩性地层油气藏区带划分时，应分下生上储组合、自生自储组合、上生下储组合，按勘探层系编制其上方有效烃源岩分布图、三级层序地层格架控制下的沉积相图、构造背景图和目的层勘探程度图，并将这四种工业性图件有机叠合，即可指导岩性地层油气藏有利区带划分和评价。

通过对南堡凹陷东营组含油气区带划分与评价实例剖析后认为，开展三级层序地层格架下沉积相工业制图、确定有效烃源岩分布范围、以构造背景为主线开展油气成藏综合分析以及多要素综合编图是进行区带划分和评价的关键工作。图5-15为按照“四图叠合”方法编制的南堡凹陷东三上亚段（SQ_2层序下）油气区带综合评价图。具体编图过程如下。

1. *编制三级层序地层格架下沉积相图，预测含油气储集体的空间展布*

首先利用钻井（录井、岩心分析、测试、测井）和地震资料（地震剖面反射特征、地震属性等）交互对比，建立高分辨率层序地层格架，然后在层序地层格架下开展沉积相工

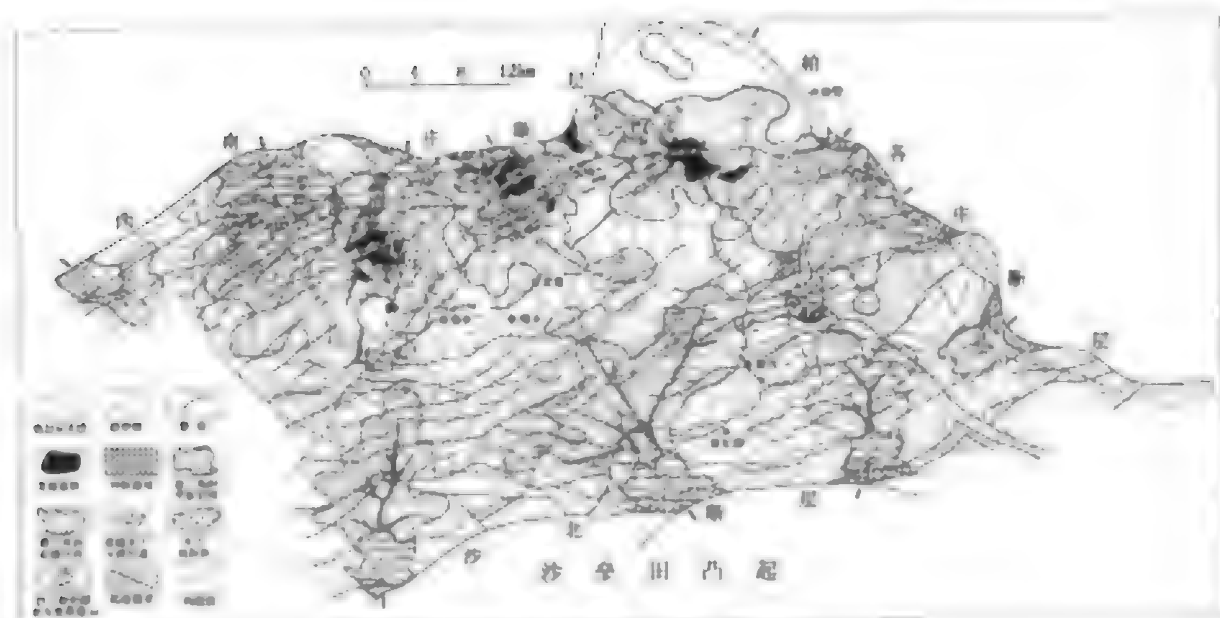


图5－15　南堡凹陷东三上亚段（SQ_2层序下）油气区带综合评价图

业制图能够精确预测含油气储集体的空间展布。如SQ_2层序下部（相当Ed_3上亚段）砂岩主体带分布格局为北部、东部发育七大扇三角洲朵叶体，南部发育三大正常三角洲朵叶体。

2. 编制有效烃源岩分布图，预测油气藏分布范围及其资源量规模

南堡凹陷发育沙三段、沙一段、东营组三套烃源岩，其生烃量分别占总生油量（65.84×10^8t）的60.5%、15%、10.5%，沙三段是主力烃源岩。东三上亚段目前已发现油气藏分布特征已证实，沙三段有效烃源岩分布决定了油气藏分布范围及其资源量规模，在有效烃源岩分布范围之外，还没有发现油气藏。因此明确沙三段烃源岩分布有利于预测油气富集区带。

3. 编制主目的层构造背景图，控制圈闭类型和油气藏的宏观分布

构造格局和沉积体系发育模式的差异导致南堡凹陷发育多种油气藏类型。纵向上，在深部地层中目前已发现岩性—地层油气藏、岩性—构造复合油气藏、古潜山油气藏等油气藏类型；在中浅层（东营组）地层中目前主要发现构造油气藏和构造—岩性复合型油气藏。平面上油气多富集和分布在与NE向主断层带和NW向剪切断层相联系的圈闭内或负Y字型构造的翼部，说明来自深部烃源岩的油气主要通过主断层带运移至中浅层相关圈闭内复式聚集成藏，故NNE向主断层带及其相关构造是该凹陷含油气区带划分和评价的主要依据。

4. 编制目的层勘探程度图，了解油气发现分布并指导下步勘探部署

南堡凹陷陆上勘探程度高，目前发现的油气藏主要分布在高尚堡、老爷庙等构造高部位，即构造油气藏勘探程度高、岩性油气藏勘探程度低。另外，南堡滩海勘探程度很低，2004年前仅有少量钻井，因此南堡陆上岩性油气藏和南堡滩海将是目前勘探的重点。

5. “四图”叠合工业制图划分有利区带和综合评价

开展同一层序地层单元内沉积相（砂体）、构造背景（断裂体系及构造区带）、主力生

烃范围、勘探成果四图叠合工业制图（图5－15），能够综合评价油气分布规律及主要控制因素，并进而进行区带划分和评价。

东三上亚段（SQ_2层序下部半旋回）油气区带分布明显受构造格局、断裂和沉积相分布控制，平面上主要分为三个区带。第一区带主要位于盆缘第一走滑断阶带附近，以构造型油气藏为主（断背斜或断块油气藏），如老爷庙北、北堡西和蛤坨断背斜等；第二区带主要位于第二走滑断阶带或区域单斜背景上，多发育构造—岩性复合型油气藏，如高柳南构造带、老爷庙南部斜坡区、北堡南部斜坡区、老堡南斜坡区；第三区带主要位于凹陷中部低洼区，主要发育岩性油气藏，如冀海—南堡区、老2×1井区和老海1斜坡区等。综合评价认为，第二区带砂体发育、近油源，是目前开展岩性油气藏勘探的主要方向。

6. 区带划分工业化成图要求

南堡凹陷东营组油气区带划分实例已明确说明，油气区带划分和评价的工业化成图必须完成以下几个关键步骤或要求。

1）对含油气凹陷进行三维地震整体部署、采集和处理。

2）利用钻（测）井—地震交互标定和对比，进行高分辨率层序地层研究，建立工区三级层序地层格架。

3）在三级层序地层格架控制下，对层序界面进行全三维精细构造解释和工业化构造变速成图，准确落实层序界面附近的构造格局，进一步研究构造和断裂特征对沉积相分布和油气成藏的控制作用。

4）在全三维三级层序空间格架控制下，结合已钻井岩心和测井沉积相分析结果，利用三维地震资料，对不同层序的地层分别进行地震属性、地震相和储层厚度或物性地震预测等研究，对三级层序控制下的沉积相分布规律和储层厚度或物性分布规律进行大比例尺（一般为1：10万）工业化制图。

5）进行烃源岩含油气系统模拟研究，搞清主力烃源岩厚度分布、成熟度、生烃能力、运聚能力和运聚态势以及不同供烃单元内地质资源量规模，对主力烃源岩厚度分布或生烃能力大小进行大比例尺（一般为1：10万）工业化制图。

6）开展三级层序控制下的主要目的层段沉积相（砂体）、构造背景（断裂体系及构造区带）、主力生烃范围及油气藏分布多要素叠合工业制图，分析和研究凹陷内已发现油气藏成藏的主控因素，合理确定含油气区带划分和评价的关键要素，并进行区带划分。

7）开展石油地质综合分析，进行区带综合评价和排队优选。

第六节　岩性地层油气藏勘探形势与地位

一、勘探形势

随着勘探和开发工作的深入，相对而言构造油气藏的勘探难度日益加大，而岩性地层油气藏逐渐成为中国陆上油气勘探和储量增长的主体。随着勘探程度的提高，岩性地层油气藏取得了越来越多的重大突破，其探明储量所占比重越来越大，现已成为我国陆上油气勘探的重点领域。

1. 中国陆上油气勘探对象的转变

随着可供勘探的构造圈闭日益减少，各个探区已不同程度地出现圈闭储备不足的问题。目前构造圈闭已经无法满足勘探加快的需要。岩性地层圈闭勘探已成为直接推进油气勘探进程的关键。目前正处在勘探目标战略转型的时期，由以往的构造勘探为主转为构造和岩性地层油气藏勘探并重的新阶段。

近几年综合评价研究表明，中国石油每年探明石油地质储量 4.3×10^8～4.6×10^8t，其中岩性地层油藏占50%以上。新近完成的我国28个主要含油气盆地的资源评价结果表明，我国陆上岩性地层油气藏占剩余资源的42%，是今后相当长一个时期内我国陆上最现实、最有潜力、最有普遍性的油气勘探领域。中国陆上油气勘探已进入岩性地层油气藏与构造油气藏勘探并重的新阶段，相当一部分盆地岩性地层油气藏已成为近年储量增长的主体。

2. 岩性地层油气藏年探明储量逐年增加

近十多年来，国内在松辽、渤海湾、二连、鄂尔多斯、塔里木、准噶尔等盆地，陆续发现了一批亿吨级规模的大型岩性地层油气藏和一批 5000×10^4t 级规模的中型岩性地层油气藏，成为近年来增储上产的主要领域，从以构造油气藏勘探为主转入下凹勘探，实施满凹勘探、满盆勘探，部分盆地岩性地层油气藏出现了跨越性的进展。据统计2000年中国石油探明石油储量 4.24×10^8t，其中岩性地层油藏为 2.00×10^8t，占47%，2001年探明储量 4.58×10^8t 中岩性地层油藏为 2.52×10^8t，占56%，2002年探明储量 4.28×10^8t 中岩性地层油藏为 2.52×10^8t，占59%，2003年探明储量 4.39×10^8t 中岩性地层油藏为 2.72×10^8t，占62%，2004年探明储量 5.20×10^8t 中岩性地层油藏为 3.11×10^8t，约占60%（图5-16）。近年来的勘探实践表明，岩性地层油藏勘探发现呈现出不断增长的势头。

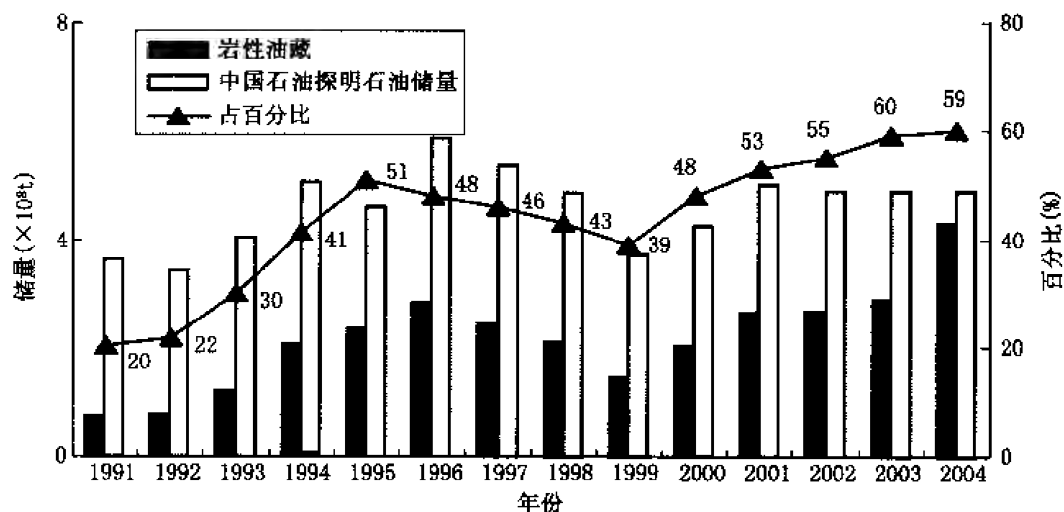


图5-16　中国石油1991—2004年探明储量直方图

3. 各个盆地岩性地层油气藏勘探不断有新发现

我国东、中、西部地区岩性地层油气藏勘探均取得了重大发现，展现出东部富油气凹陷"满凹含油"、西部盆地"满盆含油"的景象，呈现出一种遍地开花的趋势。

松辽盆地北部的大庆油田在三肇地区扶杨油层发现了大面积的岩性油藏，特别是“九五”以来相继在长垣以东的三肇凹陷发现了7个储量超亿吨的大油田，在长垣以西的齐家—古龙凹陷相继发现了齐家南、龙虎泡、葡西和新肇等四个储量达亿吨级的大油田。在松辽盆地南部吉林油田1998年以来发现英坨和大情字井两个亿吨级岩性地层油气田。

渤海湾盆地的各个油田针对潜山、火山岩和砂砾岩体等隐蔽目标不断加大研究力度，岩性地层油气藏的勘探不断获得突破。“九五”以来，胜利油田在各个凹陷以沙河街组的各种扇体为目标，发现了多个亿吨级的油田。辽河油田在三个主体凹陷中潜山油气藏、砂砾岩体油气藏和火山岩油气藏勘探成果不断扩大。另外华北油田及其他油田通过对老油藏的再认识、确定针对性的岩性地层油气藏研究工作流程，近些年来在有限的探区领域内找到了一批有一定规模的岩性地层油气藏，为油田的稳产提供了坚实的资源基础。

鄂尔多斯盆地在1984年陕北安塞三角洲找到了一个亿吨级储量的安塞油田，1989年发现了靖边大型古地貌岩性气田。近年来，以岩性地层油气藏理论为指导，加强沉积相特征及砂体展布研究，在陇东和陕北分别发现了超亿吨级的西峰油田、绥靖油田，发现并探明了苏里格、乌审旗、米脂气田，扩大了靖边及榆林气田的含气范围，在盆地东部神木地区发现了浅层气藏，实现了油气储量产量快速增长。

塔里木盆地岩性地层油气藏主要分布在奥陶系碳酸盐岩潜山以及石炭系、志留系中，尤其是隆起斜坡发育的大型地层岩性圈闭是寻找大油田的重要领域。其中石炭系东河砂岩是不同时期的沉积产物，存在多条超覆尖灭线和相变线，砂岩地层圈闭发育，勘探潜力大。目前已探明哈得逊油田，沿轮南潜山东、西两侧石炭系超覆线还发现了雀马1、草南1、哈得11东等一批地层、岩性圈闭，圈闭资源量约2.5×10^8t。塔里木盆地岩性地层油气藏三级储量总量已达10×10^8t左右。

准噶尔盆地2003年至2004年岩性地层油气藏在石南地区和车莫古凸起等地区连续获得重大突破。目前，石南地区已基本落实各类岩性圈闭22个，累计圈闭面积达442km^2，圈闭资源量25076×10^4t，控制储量2300×10^4t。莫北、莫索湾地区侏罗系三工河组勘探不断取得新发现，亿吨级储量初具规模。莫10井是继盆5井获高产油气流后，在莫索湾凸起上取得的又一重大勘探成果，也是该凸起东北部三工河组首次获得突破。已发现的多类型、多层系的岩性油气藏，展示了准噶尔盆地岩性圈闭勘探具有广阔的前景。

二、勘探特点

近几年来，岩性地层油气藏勘探不断取得重大突破。2004年岩性地层油气藏共探明石油地质储量31072×10^4t，约占总量的60%。除渤海湾外，准噶尔盆地腹部石南31井区、松辽南部扶新隆起带、川东飞仙关鲕滩、鄂尔多斯盆地等地区岩性地层油气藏勘探都取得重要突破和进展。近期岩性地层油气藏勘探主要表现出以下几个特点。

1. 四类盆地、三类储集体都有新发现

四种盆地（断陷、坳陷、前陆、海相）和三类储集体（砂砾岩体、碳酸盐岩、火成岩）都有新发现。断陷盆地如冀东老堡南1井东营组日产油253m^3、气2.2×10^4m^3，坳陷盆地如鄂尔多斯铁边城长4+5落实了亿吨级规模储量，海相盆地如四川七里北1飞仙关日产气80.87×10^4m^3，前陆盆地如塔里木盆地库车凹陷大北1控制天然气920×10^8m^3。砂（砾）

岩体如准噶尔盆地石南31井K_1q日产油$44m^3$，日产气$5210m^3$，控制储量2300×10^4t，碳酸盐岩如塔里木盆地塔中401控制油藏面积$33.1km^2$，石油地质储量1060×10^4t，火成岩如准噶尔盆地滴南凸起滴西10井测试日产油8.98t，日产气$43.52m^3$。

2. 岩性以低产低丰度为主，地层以高产高丰度为主，都能形成大油气田

岩性油藏产量和丰度较低，如松辽南部红75区块储量丰度为$62\times10^4t/km^2$，红75井日产油$11.5m^3$，而地层油藏较高，如南堡2号构造储量丰度为$176.3\times10^4t/km^2$，该构造上的老堡南1井奥陶系日产油$700m^3$、气$16\times10^4m^3$。两者都能形成大油气田，前者如红75区块探明储量2.4×10^8t，控制储量1.3×10^8t，预测储量0.4×10^8t，三级储量4.1×10^8t；后者如南堡2号构造圈闭总面积$196.9km^2$，资源量21840×10^4t。

3. 圈闭范围、含油范围与区带评价难度大

岩性地层圈闭识别和预测难度大，如准噶尔盆地石南35井构造位置较高，与石南31相当，但岩心却含水，未见油气显示，分析原因可能有两个，一是靠二维测线振幅异常描述的圈闭不可靠，油气不能聚集；二是与石南31井砂体不连通，成藏条件也不同，可能缺乏断层沟通。如此种种，这样使得区带评价难度加大。

三、在未来勘探中的地位

岩性地层油气藏地质资源丰富，勘探潜力较大，随着勘探程度和技术水平的提高，岩性地层油气藏在我国未来陆上油气勘探中将占据主导地位。

1. 岩性地层油气藏是未来油气勘探增储上产的主体

近十年来，随着高分辨率三维地震大面积采集和层序地层学等理论方法的引入，极大提高了岩性地层油气圈闭识别准确率和储层预测精度，岩性地层油气藏勘探取得丰硕成果，在松辽、鄂尔多斯、准噶尔、塔里木等盆地，发现了朝阳沟、榆树林、肇州、安塞、靖安、西峰、哈得逊等十几个亿吨级的岩性地层大油田。近几年岩性地层油气藏探明储量占中国石油的50%以上，2003年和2004年三级储量均超过60%，已成为中国陆上油气勘探的主战场。

据中国石油勘探开发研究院最新的资源评价结果，我国石油可采资源量为$140\times10^8\sim160\times10^8t$，其中陆上$96\times10^8\sim142\times10^8t$，目前已采出约$40\times10^8t$，探明剩余可采储量约$20\times10^8t$，剩余可采石油资源$69\times10^8\sim114\times10^8t$。中国石油探区约占总石油可采资源量的70%，即$55\times10^8\sim93\times10^8t$，其中岩性地层油气藏剩余可采资源量$24\times10^8\sim40\times10^8t$，约占剩余石油资源量的42%。近几年，中国石油每年探明石油地质储量$4.3\times10^8\sim4.6\times10^8t$，其中岩性地层油藏占50%以上。目前东部油区已将岩性地层油气藏作为勘探的主要对象，中西部地区也正在积极开辟岩性地层油气藏勘探新战场，岩性地层油气藏勘探已成为最现实、最有潜力、最有普遍性的新领域，预计在今后相当长一个时期内，岩性地层油气藏仍将是我国陆上最主要的油气勘探领域。

按“十一五”中石油探明石油地质储量30×10^8t规划，预计岩性地层油藏可占总探明储量的60%，因此累计探明石油地质储量可达18×10^8t。“十一五”岩性地层油气藏年探明储量将达到3.6×10^8t左右，其中松辽盆地1×10^8t，渤海湾盆地0.6×10^8t，鄂尔多斯盆地1×10^8t，准噶尔盆地西北缘和腹部0.5×10^8t，塔里木盆地0.5×10^8t。

2. 岩性地层油气藏勘探将催生未来新一代油气勘探理论的诞生

目前的油气勘探成果表明，岩性地层油气藏已经成为我国油气勘探的主体领域。但是相对于构造油气藏而言，岩性地层油气藏勘探理论和技术方法的发展现状相对滞后，还需要花大力气不断完善和发展，以尽快适应目前的勘探实践需要。

为了推动岩性地层油气藏勘探，中国石油天然气股份公司于 2003 年 10 月正式启动了“岩性地层油气藏形成理论与勘探实践”重大科技攻关项目。通过近三年的研究，提出了“三因素”控砂，“六线四面”控圈闭，“构造—层序成藏组合”控区带，“三面”控藏，以及富油气凹陷“满凹含油论”等新认识。本书即为近几年来中国石油岩性地层油气藏勘探与科技攻关研究的核心成果内容。

参考文献

蔡希源，李思田等．2003．陆相盆地高精度层序地层学——隐蔽油气藏勘探基础、方法与实践．北京：地质出版社

陈冬霞，庞雄奇，邱楠生等．2004．砂岩透镜体成藏机理．地球科学——中国地质大学学报，29（4）：483～488

陈章明，张云峰，韩有信等．1998．凸镜状砂体聚油模拟实验及其机理分析．石油实验地质，20（2）：166～170

迟元林，萧德铭，殷进垠．2000．松辽盆地三肇地区上生下储“注入式”成藏机制．地质学报，74（4）：371～377

大庆石油地质与开发编辑部编．1984．中国隐蔽油气藏勘探论文集．哈尔滨：黑龙江科学技术出版社

戴春山，杨新娜．1977．西部凹陷西斜坡非背斜油气藏的分布及其勘探意义．见：辽河油区勘探与开发（勘探分册）．北京：石油工业出版社

戴金星．1983．向斜中的油、气藏．石油学报，4（4）：27～30

樊太亮，吕延仓等．2000．层序地层体制中的陆相储层发育规律．地学前缘，7（4）：21～28

傅广，张云峰，杜春国．2002．松辽盆地北部岩性油藏形成机制及主控因素．石油勘探与开发，29（5）：22～24

高瑞祺，赵政璋主编．2001．中国油气新区勘探（第三卷）：渤海湾盆地隐蔽油气藏勘探．北京：石油工业出版社

顾家裕，张光亚等．2002．理论技术和油气勘探的突破——以塔里木盆地勘探为例．石油学报，23（1）：6～10

顾家裕，邓宏文等．1997．层序地层学及其在油气勘探开发中的应用论文集．北京：石油工业出版社

顾家裕等著．1996．塔里木盆地沉积层序特征及其演化．北京：石油工业出版社

胡见义，黄第藩等．1991．中国陆相石油地质理论基础．北京：石油工业出版社

胡见义．2004．石油地质学前沿和勘探新领域．中国石油勘探，9（1）：8～14

胡见义等．1986．非构造油气藏．北京：石油工业出版社

贾承造，赵文智等．2002．层序地层学研究新进展．石油勘探与开发，29（5）：1～4

贾承造，赵文智等．2004．岩性地层油气藏勘探研究的两项核心技术．石油勘探与开发，31（3）：3～9

贾承造，赵政璋，赵文智等．2005．陆上主要含油气盆地油气资源与勘探潜力．石油学报，26（3）：1～6

贾承造．2003．中国石油勘探的新成果及新领域展望．世界石油工业，10（3）：20～25

贾承造等著．2000．前陆冲断带油气勘探．北京：石油工业出版社

李德生．2000．迈向新世纪的中国石油地质学．石油学报，21（2）：1～8

李丕龙，庞雄奇等. 2004. 陆相断陷盆地隐蔽油气藏形成——以济阳坳陷为例. 北京：石油工业出版社
李思田等著. 1992. 鄂尔多斯盆地东北部层序地层及沉积体系分析. 北京：地质出版社
林畅松等. 2000. “构造坡折带”——断陷盆地层序分析和油气预测的重要概念. 地球科学，25（3）：260～265
林景晔，门广田，黄薇. 2004. 砂岩透镜体岩性油气藏成藏机理与成藏模式探讨. 大庆石油地质与开发，23（2）：5～7
陆克政，漆家福等著. 1997. 渤海湾新生代含油气盆地构造模式. 北京：地质出版社
潘元林等. 1998. 中国隐蔽油气藏. 北京：地质出版社
谯汉生. 1986. 渤海湾盆地凹陷陡坡带的油气勘探. 石油勘探与开发，13（1）
谯汉生等. 1999. 中国东部大裂谷与油气. 北京：石油工业出版社
邱中建，龚再升主编. 1999. 中国油气勘探（第一卷）：总论. 北京：石油工业出版社，地质出版社
邱中建，龚再升主编. 1999. 中国油气勘探（第三卷）：东部油气区. 北京：石油工业出版社，地质出版社
裘亦楠，薛叔浩，应凤祥. 1997. 中国陆相油气储集层. 北京：石油工业出版社
王捷，关德范. 1999. 油气生成运移聚集模型研究. 北京：石油工业出版社
王涛等著. 1997. 中国东部裂谷盆地油气藏地质. 北京：石油工业出版社
王永春. 2001. 松辽盆地南部岩性油气藏形成和分布. 北京：石油工业出版社
吴崇筠，薛叔浩. 1993. 中国含油气盆地沉积学. 北京：石油工业出版社
薛叔浩，刘雯林，薛良清等. 2002. 湖盆沉积地质与油气勘探. 北京：石油工业出版社
于兴河. 2002. 碎屑岩系油气储层沉积学. 北京：石油工业出版社
袁选俊，谯汉生. 2002. 渤海湾盆地富油气凹陷隐蔽油气藏勘探. 石油与天然气地质，23（2）：130～133
袁选俊，薛良清等. 2003. 坳陷型湖盆层序地层特征与隐蔽油气藏勘探——以松辽盆地为例. 石油学报，24（3）：11～15
曾溅辉，郑和荣，王宁. 1998. 东营凹陷岩性油气藏成藏动力学特征. 石油与天然气地质，19（4）：326～329
张文昭. 1997. 中国陆相大油田. 北京：石油工业出版社
张云峰. 2001. 源岩内岩性油气藏形成的模拟实验及机理分析. 实验室研究与探索，20（2）：103～106
赵文智，何登发，池英柳等. 2001. 中国复合含油气系统的基本特征与勘探技术. 石油学报，22（1）：6～13
赵文智，何登发，宋岩等. 1999. 中国陆上主要含油气盆地石油地质基本特征. 地质论评，45（3）：232～240
赵文智，何登发等著. 1999. 石油地质综合研究导论. 北京：石油工业出版社
赵文智，张光亚，何海清等. 2002. 中国海相石油地质与叠合含油气盆地. 北京：地质出版社
赵文智，张光亚，王红军. 2005. 石油地质理论新进展及其在拓展勘探领域中的意义. 石油学报，26（1）：1～7
赵文智，邹才能，汪泽成等. 2004. 富油气凹陷“满凹含油”论——内涵与意义. 石油勘探与开发，31（2）：5～13
卓勤功，邱以钢，郝雪峰等. 2003. 岩性油藏聚油排水机理探讨. 石油勘探与开发，30（6）：127～128
邹才能，池英柳，李明等. 2004. 陆相层序地层学分析技术. 北京：石油工业出版社
邹才能，李明等. 2004. 松辽南部构造—岩性油气藏识别技术及应用. 石油学报，25（3）：32～36
Chapman R E. 1982. Effects of oil and gas accumulation on water movement. AAPG Bull.，66（3）：368～374

Cordell R J. 1977. How oil migrates in clastic sediments. world oil (Part 3), 184 (1): 97～100

Hubbert M K. 1953. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. AAPG Bull., 37 (6): 1954～2026

А Г рье, В. С. Славкин. 1995. Омеханизме нефтегазонасыщения песчаых линз вглинах. геологиянефтиигаза, (2): 41～45

第六章 前陆盆地油气藏形成富集理论

第一节 中国前陆盆地形成的地球动力学背景

一、经典的前陆盆地概念

经典的前陆盆地概念是指位于造山带与克拉通之间的一个狭长状沉积带，是大陆岩石圈叠逆冲推覆体加载引起挠曲变形而形成的边缘坳陷盆地。Dickinson（1974）将前陆盆地定义为与造山带变形翼部毗连的克拉通边缘前陆环境中形成的盆地，并将前陆盆地分为周缘、弧后两种典型前陆盆地（图6－1）：①周缘前陆盆地指的是形成于大陆壳表面向下拖曳与碰撞造山缝合线带相接之处，相邻造山带倒向盆地，蛇绿岩缝合线带比岩基岩浆岩带和火山岩更接近于盆地。周缘前陆盆地位于陆—陆碰撞造山带外弧地区，在逆冲带前的俯冲板块之上，是大陆碰撞后由于板块自身重力作用造成陆内俯冲而形成的岩石圈挠曲盆地。如阿尔卑斯造山带的周缘前陆盆地、印度—恒河平原。②弧后前陆盆地形成于大陆壳表面向岛弧造山带的后侧方向向下拖曳处，相邻造山带是遥远地倒向这类台地，蛇绿岩消减杂岩体比岩基岩浆带和火山岩带更远离这类盆地。弧后前陆盆地位于大洋岩石圈俯冲形成的岩浆弧之后，在大陆边缘岩浆弧内侧的仰冲板块之上，与陆内C型俯冲作用有关；既可以与板块碰撞联系，也可以形成于洋壳俯冲作用时期。如南美安第斯山弧后前陆盆地、北美洲晚中生代—新生代落基山盆地。一般有如下特点：①位于盆地毗邻的褶皱—冲断层带的构造负荷促使盆地弯曲下沉；②盆地横剖面具有明显不对称性；③演化期间盆地靠造山带一翼遭受变形作用；④盆地靠克拉通一翼逐渐与地台层序相合并。因此，前陆盆地的概念可定义为：发育在收缩造山带与相邻克拉通（或地块）过渡带之上，平行于造山带呈狭长带状展布的不对称冲断挠曲盆地。

二、中国前陆盆地形成的大地构造背景、性质与特点

前陆盆地的概念在不断地变化发展，特别是前陆盆地的经典概念进入中国特定的复杂构造地质环境中，更是需要不断地调整，用前陆盆地的共性来研究中国前陆盆地的同时，更要注意中国前陆盆地的特殊性。中国中西部地区的造山作用与同时代的俯冲和碰撞作用无关，也缺乏相关的岩浆弧或蛇绿岩带，但与古特提斯造山带在新特提斯阶段的再活动有关。中国中西部中、新生代前陆盆地与板块俯冲碰撞作用在成因机制和时间上并无直接联系，一般产生于已拼合的古造山带和古板块（陆块）的接壤部位，由于板内构造运动的重新复活，并沿其边缘（或在其内部）某一断裂向原始陆块（或新生陆内盆地）一侧逆冲，在其前缘产生挠曲载荷作用，形成巨厚的沉积，此类盆地一般来讲缺乏下部前陆海相沉积发育阶段。除了大地构造位置和剖面上的沉积、构造特征外，不具备典型前陆盆地的特征。与国外典型的前陆盆地相比，中国的前陆盆地有以下特点（图6－1）：①在横向上即在远离造山带方向上与同期陆内坳陷盆地相连通，例如川西（北）前陆盆地与川中—川东陆内坳

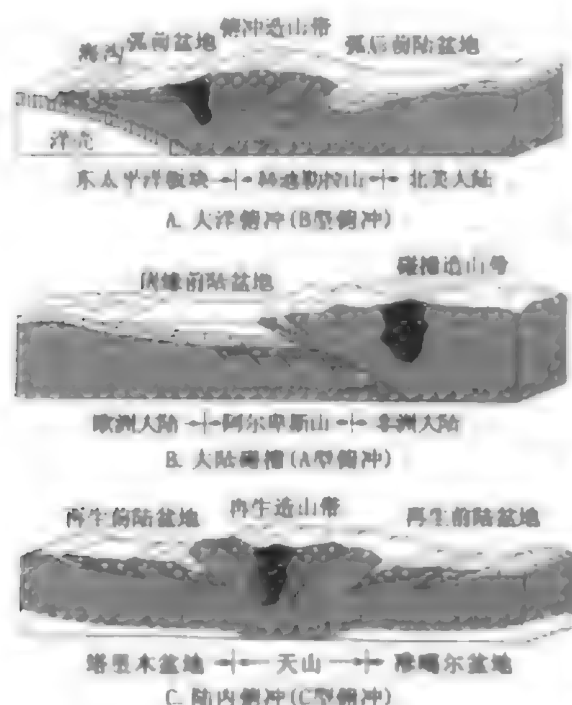


图6-1 各类前陆盆地发育的大地构造背景
A—弧后前陆盆地；B—周缘前陆盆地；
C—再生前陆盆地

陷盆地沉积边界、沉积相相互过渡，鄂尔多斯西缘晚三叠世前陆盆地与同期华北陆内坳陷盆地也具有类似的特征。②典型的前陆盆地发育较早，经后期改造多已破坏，中国中西部在海西运动之后大洋均已关闭，已转入板内构造演化体制，因此，中国典型的前陆盆地只出现在二叠纪或三叠纪之前。③前陆盆地发育之前，多无典型的被动陆缘沉积，或者被动陆缘层序保存不好，在前陆盆地发育之前已遭部分削蚀和破坏。④前陆盆地发育时，多已无海相沉积，这也与板块构造演化历史有关，二叠纪末，中国中西部海水已基本退出，其后多为陆相沉积；沉积相以陆相沉积占绝对优势，总体上仍然显示出沉积相序向上变浅、粒度变粗的逆旋回特征。⑤第四纪新构造运动强烈，山前坳陷堆积巨厚的磨拉石，使前陆盆地深埋。⑥小型克拉通盆地被大型造山带改造，大型冲断构造带发育，中国中西部共发育15个前陆冲断带（准噶尔西北缘、准噶尔南缘、博格达山北缘、库车、喀什、塔西南、塔东南、吐哈、柴西、柴北缘、酒泉、鄂尔多斯西缘、川西、川北、楚雄），分布在巨型盆山体系的盆—山结合部位（主要发育在扎伊尔山前、天山山前、昆仑山前、祁连山前、贺兰山前、龙门山前和哀牢山前）；这些前陆逆冲带的形成与改造受控于青藏高原喜马拉雅运动的挤压（贾承造等，2002，2003；魏国齐等，2000，2002；何登发等，2002）。中西部小型克拉通盆地——青藏高原都是被海西—印支褶皱造山带和喜马拉雅期褶皱带环绕的山间盆地，小型克拉通盆地被大型造山带改造，所以大型冲断带发育（图6-2）。

中国前陆盆地的大地构造背景与典型前陆盆地存在差异，然而它们在动力学上均经历了从伸展环境向挤压环境的反转，都是褶皱冲断带构造加载使得岩石圈发生挠曲而成，因此在演化序列上具有相似的构造和沉积特征，并且具有多期次发育特点。中国中西部一些造山带周缘的压性盆地，总体上具有前陆盆地的结构、变形和沉积特征，其形成亦与大陆岩石圈的挤压挠曲作用有关，对这种在中国存在普遍、特征典型的陆内会聚的山前盆地，不同学者也存在不同认识：Bally和Snelson（1980）称之为独特的"中国型"盆地；朱夏（1965）认为是晚古生代陆—陆碰撞形成的造山带和前渊层序；罗志立（1993）认为是（C型俯冲导致的）陆内前陆盆地；Graham和Hendrix等（1993）认为是"碰撞继承"盆地；陈发景等（1992）、周庆凡等（1996）认为是挠曲类前陆盆地或类前陆盆地；Lu等（1994）、刘和甫（1995）提出了再生前陆盆地；何登发等（1996）又称为晚期前陆盆地。从盆地发育的构造背景、盆地充填和构造特征上看，再生前陆盆地、陆内前陆盆地和挠曲类前陆盆地或类前陆盆地都是类似的概念，其中再生前陆盆地相当于"中国型盆地"、"喜马拉雅型"、"碰撞后继"盆地等概念。

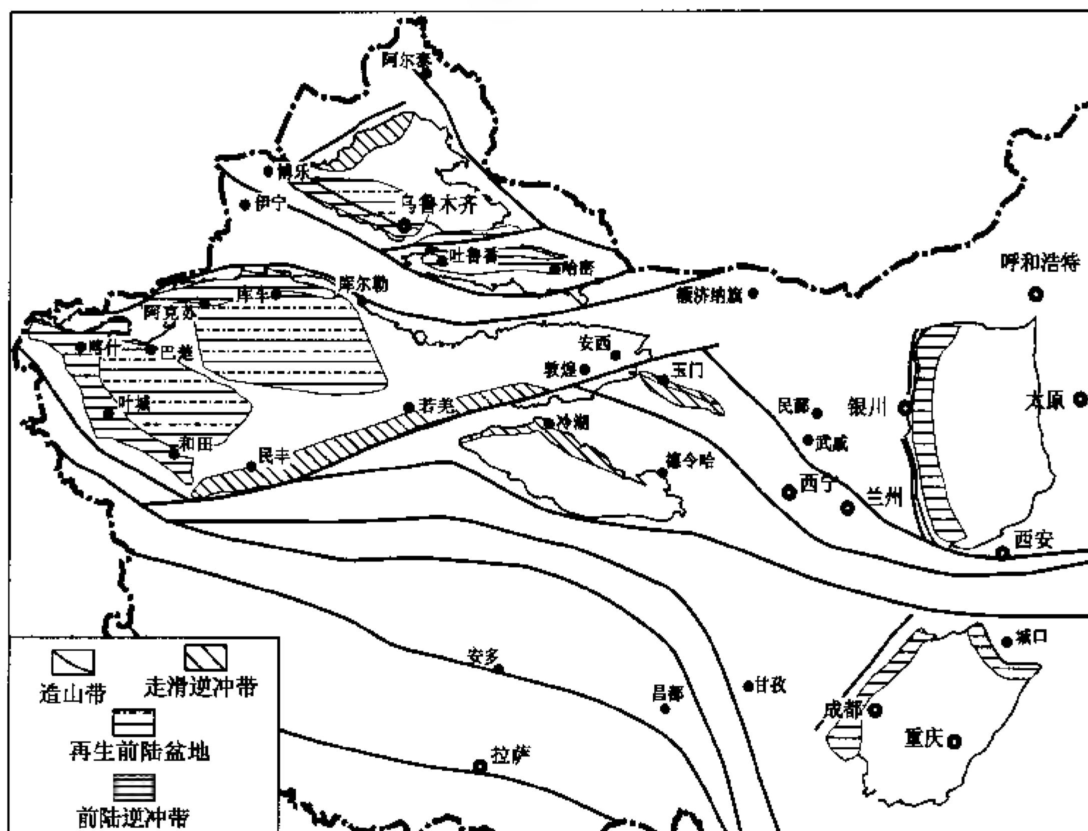


图 6－2　中国中西部地区造山带与前陆盆地分布示意图

中国前陆盆地作为一种新的盆地类型，在形成机制、发育时限和沉积环境等方面自有其特有的个性，将其列入前陆盆地类型，无疑应具有该大类盆地固有的共性。鉴于中国前陆盆地具有以下特征，这里赞同称为“再生前陆盆地”（Reactivated foreland basin）：①存在早期典型前陆盆地，并经受构造变革；在早期前陆盆地基础上发育晚期前陆构造变形。②前陆盆地靠近古造山带（或缝合带）；晚期古造山带在统一的陆内变形应力机制下再次活动逆冲，使邻近的克拉通（或稳定地块）边缘挠曲沉降。③山前盆地具有前陆盆地的结构特征、构造格局，前陆逆冲带——前渊凹陷和前缘隆起；沉积充填厚度不对称的狭长条坳陷。④中国前陆盆地为大洋消减、陆缘碰撞之后陆内碰撞阶段，可视为弧后、周缘两类前陆盆地之后的前陆盆地发展阶段；所以应视为独立的前陆盆地类型，那么就不宜成为类前陆、中国型。⑤既然是前陆盆地，不必再提挠曲（前陆本身有此含义）、陆内（脱离了克拉通边缘的定义）等概念。中国再生前陆盆地定义为古造山带重新向克拉通逆冲推覆过程中，地壳内部收缩性滑动形成冲断层；克拉通板块由于构造—沉积负荷，挠曲下沉形成前渊凹陷；盆地结构上分为前陆逆冲带、前渊凹陷、前缘前隆等三个基本组成部分。

三、前陆盆地的动力学、运动学和几何学特征

1. 前陆盆地的动力学特征

前已述及，前陆盆地是造山带逆冲负荷和壳下负荷引起克拉通（或地块）边缘的岩石

圈挠曲沉降，沿造山带形成的可容沉积空间，从造山带向克拉通方向构造变形依次减弱的线性箕状沉积盆地。前陆盆地的形成主要与收缩造山带及相关俯冲体系的地球动力学过程有关；盆地的发育时限与此造山过程大致同步，挤压构造负荷引起的挠曲沉降是盆地形成的主因；构造变形以挤压褶皱、冲断推覆为鲜明特色。由于前陆盆地的形成是基于从造山带克拉通方向的强烈挤压，所以随造山过程的发展，前陆盆地的剖面四元结构常发生往克拉通方向的横向迁移。所以前陆盆地的基本结构和主要单元的位置在不同演化阶段是动态变化的；常会出现不同时期各构造单元上下错位叠置的现象。

中国中西部前陆冲断带发育在青藏高原的北缘及外围，处于巨型挤压的盆—山系统之中。中西部地区沉积盆地的基底主要为一些小型克拉通块体的拼合体，因此，这一巨型盆--山挤压系统表现出小克拉通与大造山带相耦合的方式，导致发育在盆—山过渡部位的前陆冲断带构造变形尤为强烈，多期发育，横向变化剧烈。同时，由于克拉通块体小、边界不规则，挤压变形多具有斜向活动性，导致前陆冲断带往往具有走滑—冲断特征。中国再生前陆盆地与再生造山带有明显的耦合关系，典型如天山与南侧的库车前陆盆地。再生造山带主要由两个大地构造相带组成，缺失同时代的蛇绿岩，俯冲壳楔由前陆冲断带组成，并在前缘发育有再生前陆盆地，主要为磨拉石相充填，仰叠壳楔则由刚性基底组成，出现部分活化现象（图 6-3）。

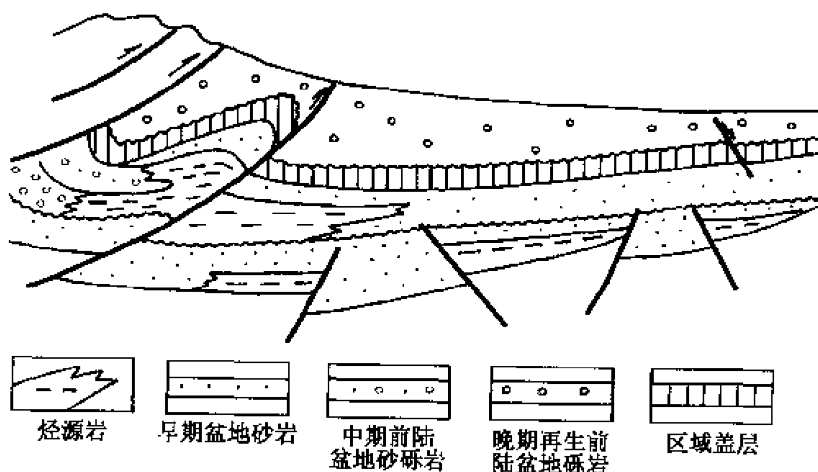


图 6-3 中国前陆盆地结构模式图

同时紧邻造山带或位于冲断带下盘的深坳陷沉积最厚，进一步向克拉通方向延伸的稳定的前陆斜坡及前缘隆起沉积地层逐渐减薄甚至尖灭。由造山带往克拉通方向，典型前陆盆地依次呈冲断褶皱带→前渊深坳陷→前缘斜坡带和前隆等结构特点；毗邻造山带一侧遭受挤压构造变形强烈，向克拉通方向变形强度递减，在克拉通一侧甚至发育正断层；盆地基底埋深变浅，沉积地层厚度减薄、粒度变细，并逐渐过渡为克拉通层序。

2. 前陆盆地的运动学和几何学特征

有关前陆冲断带的逆冲构造体系以及与逆冲断层相关褶皱的几何学与运动学特征，主要进展有以下几方面（吴运高等，2000）。

1）前陆褶皱冲断带呈一楔形体，其发展演化过程主要遵从临界库伦楔模型。这一模型

已被成功用于解释增生楔与前陆褶皱冲断带的演化。

2）前陆褶皱冲断带（或增生楔）中发育的逆冲断层一般呈现台阶式的几何结构，由断坪与断坡组成。断坪（Ftat）一般沿滑脱层（即软弱岩层如页岩、膏岩层、煤层等）发育，而断坡（Ramp）则一般是由断层自断坪向上切割强硬岩层（能干层）而形成。

3）前陆褶皱冲断带发育一系列与逆冲断层相关的褶皱。主要有三大类，它们的几何特征分别由不同的地质学家进行了精细的分析，具体为：①断层转折褶皱，见 Suppe（1983，1985），这是台阶状逆冲断层相关褶皱的最基本样式；②断层传播褶皱，见 Mosar 等（1991）、Suppe（1984，1985，1990）等；③滑脱褶皱，见 Mitra 等（1986）。Suppe 等（1992）还对生长褶皱（包括生长断层转折褶皱和生长断层传播褶皱）作过详细地分析。

4）前陆褶皱冲断带发育的逆冲断层组合有多种，主要有叠瓦扇——分为前展式与后展式，双重构造（Duplex）——分为倾向后陆式、倾向前陆式与背形堆垛式（也即背驮式）等。在前锋常发育有反冲断层、构造三角带与冲起构造。

5）前陆褶皱冲断带的逆冲断层及相关褶皱发育演化的时序可分为：①前展式；②后展式；它们都属于正序逆冲，与之相对，则有③反序逆冲。以上 3 类都是异时逆冲。有的学者还提出第④类，即同时逆冲时序。

第二节 前陆盆地的分类与构造沉积特征

研究表明，中国中西部古生代—中生代早期的前陆盆地主要是洋壳俯冲（B 型）的前陆盆地和小洋盆地、板块边缘的裂谷盆地、坳拉槽等构造反转、陆壳碰撞（A 型）形成的前陆盆地。新生代晚期的前陆盆地主要是在印藏碰撞远距离效应作用下，在早中侏罗世断陷等张性拉张构造盆地基础上的挤压逆冲构造和挠曲沉降盆地，属大陆板块内部构造。

一、前陆盆地的油气地质分类特征

这里从前陆盆地的演化模式出发，综合盆地的挠曲沉降、地层层序、沉积充填、构造变形等各种特征来研究前陆盆地的整体演化，给出一个对油气勘探有指导意义并适用于中国前陆盆地评价的油气地质分类方案（表 6－1）。划分方案的一个重要标准是强调前陆盆地发生的基础和本身沉积发育的阶段性，因为作为前陆盆地基底的被动陆缘沉积，以及前陆盆地早期阶段的欠补偿海（陆）相沉积，对此类盆地的油气勘探具有重要意义。

表 6－1 中国中西部前陆盆地发育的油气地质特征分类表

发育特征＼分类	早 期 型	晚 期 型	叠 加 型
分布范围	鄂尔多斯西缘、川西、川北、楚雄、准噶尔西北缘	柴北缘、柴南缘、酒泉、潮水等	准南、吐哈、库车、塔南等
基础	古生代沉积地层	古生代变质地层	古生代褶皱地层
层序组合	P_2 T_2陆缘裂谷盆地/T_3前陆盆地/J_{1-2}—K 坳陷盆地/E Q 挤压抬升剥蚀	J_{1-2}断陷盆地/J_3—E 坳陷盆地/N—Q 再生前陆走滑逆冲带	C—P_1陆缘裂谷/P_2—T 前陆盆地/J_{1-2}—E 断（坳）陷盆地/N—Q 再生前陆盆地

续表

发育特征＼分类	早 期 型	晚 期 型	叠 加 型
前前陆层序	P_2 T_2陆缘裂谷盆地	J_{1-2}断陷盆地	C P_1陆缘裂谷/J_{1-2}—E断(坳)陷
前陆构造	T_3前陆盆地/N—Q前陆逆冲带	N—Q前陆走滑逆冲带	P_2—T前陆盆地/N—Q再生前陆盆地
盆山耦合形式	挤压推覆—抬升剥蚀	走滑逆冲—沉降隆升	逆冲推覆 前陆沉降
构造应力条件	SSW—NNE斜向挤压，逆冲带后缘走滑构造、前锋推覆构造	WS—NE斜向挤压，逆冲带内部走滑构造为主	S—N正向挤压，推覆构造为主，逆冲带内部伴有走滑构造
盆地形态	前渊凹陷宽缓、斜坡带发育	前渊凹陷破碎、逆冲带发育	逆冲带和斜坡带发育、前渊凹陷狭窄
沉积响应特征	湖盆宽缓、储层发育	湖盆狭窄、储层局限	走滑构造在逆冲带后缘的准南、塔西南湖盆狭窄、储层局限；走滑构造在逆冲带前锋的库车、吐哈湖盆宽缓、储层发育

以阿尔金山、龙门山—贺兰山—六盘山两构造带为界，划分为早期型、晚期型和叠加型前陆3大类前陆盆地。各类盆地的几何形态、挠曲沉降、地层层序、沉积充填、构造变形特征均不同，不同类型的前陆盆地具有不同的油气地质特征。

1）准噶尔西北缘和川陕地区主要为早期型前陆盆地，主要指印支期的前陆盆地经历喜马拉雅期改造，喜马拉雅期无前陆盆地沉积或不发育（图6－4）。主要烃源岩为前陆期的T_3煤系地层及前前陆期的下伏古生界被动大陆边缘海相地层，由于喜马拉雅期逆冲抬升—剥蚀，有机质热演化开始退火，所以主要的成烃期在燕山期，喜马拉雅期油气藏重新分配聚集；储层主要为前前陆期的晚古生代海相碳酸盐岩、碎屑岩，前陆期的中生界砂岩，湖盆宽缓，可能发育大面积分布的席状砂体，盖层为T_3煤系；主要勘探领域为T_3煤系盖层以

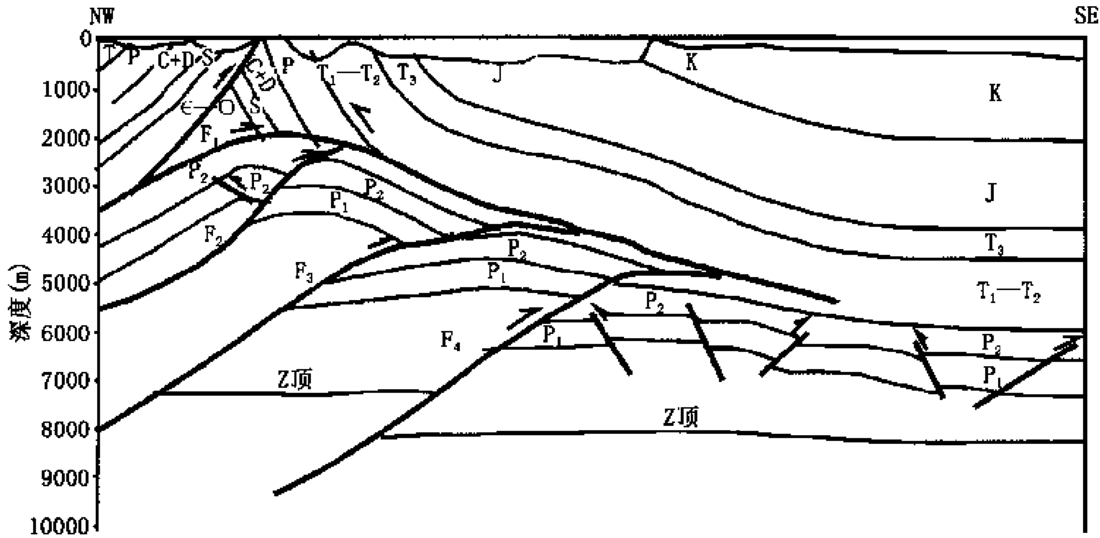


图6－4 川西前陆盆地西端构造地质剖面图

下的多目的层——晚古生代海相碳酸盐岩和中生界砂岩，位于冲断带前锋的隐伏圈闭和前隆地层—岩性圈闭。

2）甘青地区主要为晚期型前陆盆地，印支期前陆盆地被剥蚀或破坏，喜马拉雅期前陆盆地被改造成冲断带或走滑—逆冲带（图6－5）。主要烃源岩为前前陆期的J_{1-2}煤系地层或K暗色泥岩，由于喜马拉雅期走滑逆冲—隆升沉降，沉降部位有机质主要成烃—成藏期在喜马拉雅期；储层为K—E砂岩，由于走滑构造控制的湖盆狭窄，砂岩储层局限在陡岸附近，盖层为E红色膏泥岩，主要勘探领域为E红色膏泥岩盖层以下的中生界K—E，位于逆冲推覆体下盘或走滑带翼部断块圈闭。

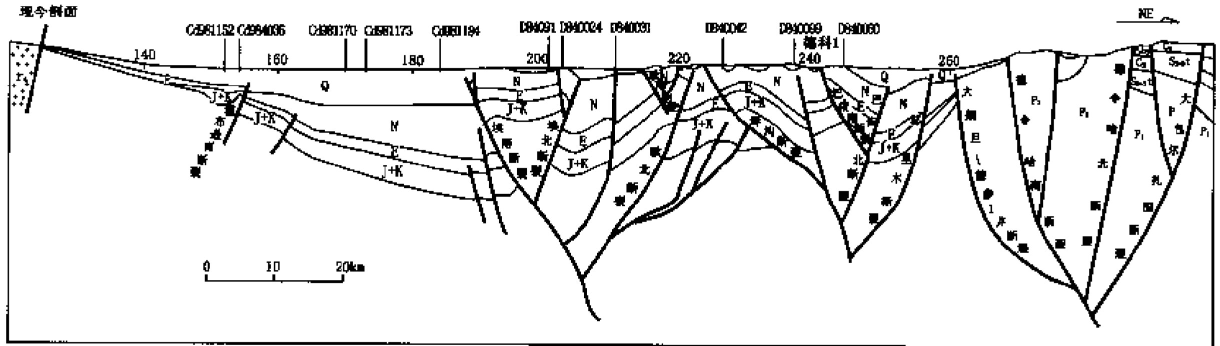


图6－5 柴北缘前陆逆冲带构造地质剖面图（据地震测线570解释）

3）新疆地区主要为叠加型前陆盆地，在晚古生代—印支期前陆盆地之上叠加了喜马拉雅期的前陆盆地，前陆盆地结构完整（图6－6）。主要烃源岩为前再生前陆期的J_{1-2}煤系地层及前前陆期的下伏上古生界海相地层，上古生界海相有机质在燕山期开始成烃，J_{1-2}煤系烃源岩由于受喜马拉雅期逆冲—沉降深埋，开始大量生气；虽然从理论上讲存在上古生界海相储层，但由于受喜马拉雅期再生前陆盆地的覆盖，上古生界储层被成岩作用破坏，主
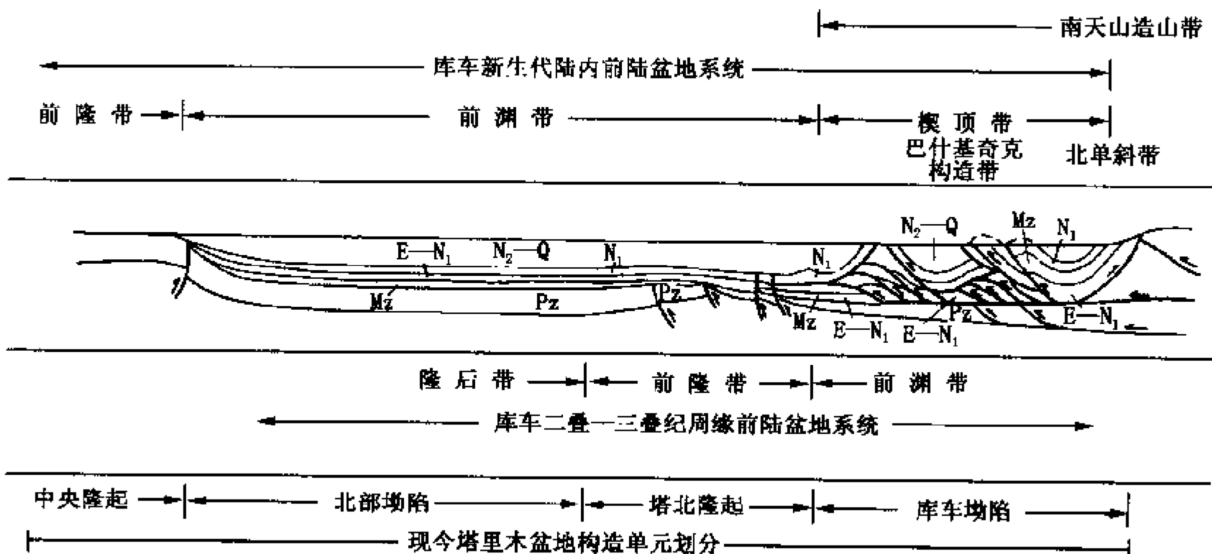


图6－6 库车前陆盆地构造地质剖面图

要还是中生界砂岩；走滑构造在逆冲带后缘的准南、塔西南湖盆狭窄、储层局限，走滑构造在逆冲带前锋的库车、吐哈湖盆宽缓、席状砂岩储层发育；盖层为J_{1-2}煤系、R红色膏泥岩；主要勘探领域为逆冲带内J_{1-2}煤系和E红色膏泥岩滑脱层下的隐伏构造圈闭，也可能由于新构造对油气藏的重新分配，在E红色膏泥岩滑脱层以上的浅表层油气藏（如大宛齐、呼图壁等）。

二、不同类型前陆盆地的沉积充填特征

中国的前陆盆地主要发育在西部地区。研究表明，前陆盆地强烈活动期，在潮湿气候条件下，可容空间的增加主要受构造沉降控制，水深持续增加，山前带沉积物供应迅速，持续形成进积式准层序组，凹陷区形成退积式准层序组，前隆带和凹陷的斜坡带有物源供应，早期形成退积式准层序组，晚期待活动减慢时，形成进积式准层序组（高位体系域或湖退体系域），之后形成层序边界。前陆盆地强烈活动期，在干旱气候条件下，可容空间的增加主要受构造活动和气候影响下的湖平面变化控制，水深变化也受气候控制。由于强烈活动，山前带沉积物供应迅速，且沉积中心迁移强烈，早期形成加积式或退积式准层序组，后期形成进积式准层序组。前隆带和凹陷的斜坡带有物源供应，早期形成退积式准层序组，晚期待活动减慢时，形成进积式准层序组（高位体系域或湖退体系域），之后形成层序边界。前陆盆地非强烈活动期，可容空间的增加主要受气候影响下的湖平面变化控制，水深变化也受气候控制。由于山前带活动减弱，山前带沉积物供应量减少，沉积中心相对稳定。早期形成退积式准层序组，后期形成进积式准层序组。前隆带和凹陷的斜坡带有物源供应，早期形成退积式准层序组，晚期待活动减慢时，形成进积式准层序组（高位体系域或湖退体系域），之后形成层序边界。下面重点分析柴达木盆地（北缘）、四川盆地（西部）、准噶尔盆地（南缘）等不同类型前陆盆地沉积发育特点。

1. 柴达木盆地北缘——晚期型前陆盆地

柴达木盆地北缘前陆期主要为古近—新近纪和第四纪，其中以古近—新近系较厚。通过对柴达木盆地阿尔金斜坡地区重点区块的研究，认为柴达木盆地古近—新近系分为2个二级层序，14个三级层序。下面以其中的三个三级层序（Ⅵ、Ⅶ、Ⅺ层序）为重点讨论晚期型前陆盆地层序地层发育模式。

（1）前陆期层序类型之一：强烈活动湿润型层序

柴达木盆地下干柴沟组上段共分为两个三级层序，均属于强烈活动期湿润气候层序类型。每个三级层序中均表现出强烈活动湿润气候层序的特征。从图6－7可以看出，层序的沉降中心均位于柴6井附近，而且沉降中心较为稳定。从岩性上看，以灰色、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩为主。咸7井接近北部山前带，主要发育进积式准层序组，说明由于柴达木盆地北部前陆冲断带活动较为剧烈，褶皱隆起强烈，物源供应充分。在高位体系域可见红色粉砂岩和泥岩。切2井和红地107井接近柴达木盆地南部斜坡隆起区，此时祁连山正处在强烈活动阶段，在湖盆基底沉降、造山隆起、湖平面升降等因素共同控制下，该区带的可容空间变化规律性较强，层序的低位体系域、湖侵体系域、高位体系域发育相对完整。低位体系域和高位体系域可发育红色滨浅湖粉砂岩和泥岩及灰绿色粉砂质泥岩。

（2）前陆期层序类型之二：强烈活动干旱型层序

柴达木盆地在上干柴沟组沉积时期，气候开始变得较为干旱，湖平面降低，可容空间

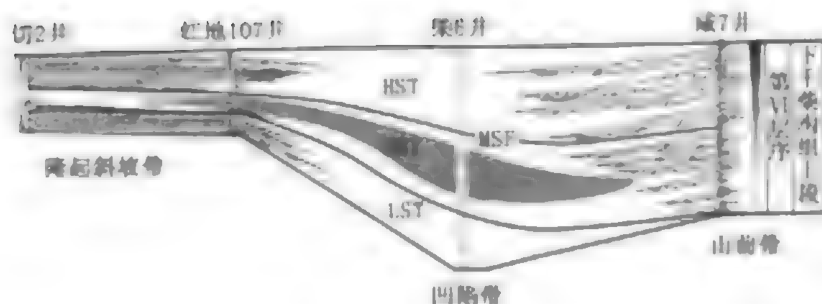


图6-7　柴达木盆地第Ⅵ层序（下干柴沟组上部）层序地层发育剖面

的变化除了受到构造活动控制外，主要受气候的变化控制。从图6-8可以看出，上干柴沟组下段（第Ⅶ层序）沉积时，由于受到气候变化的控制，湖泊水体的沉积中心变化较为频繁。盆地北缘造山带逆冲作用强烈，沉积物进积明显，在碱7井附近的山前带主要发育进积式准层序组。在切2井附近的南部山前带，其地形坡度相对北部山前带较为平缓，随气候变化的湖平面的进退对准层序组的形成影响较为明显，所以低位体系域的加积式或者退积式准层序组及高位体系域的进积式准层序组均有发育。

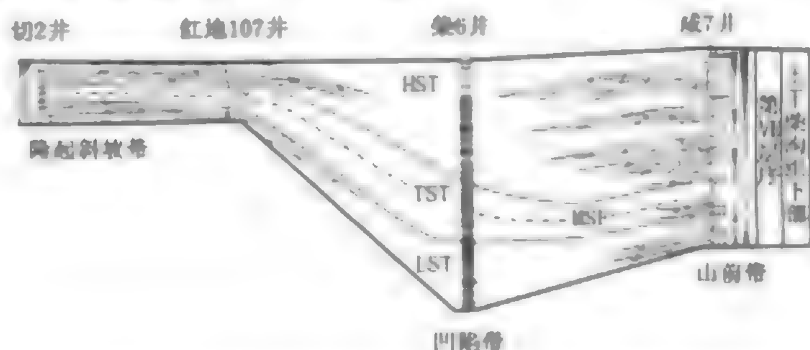


图6-8　柴达木盆地第Ⅶ层序（上干柴沟组下部）层序地层发育剖面（据吴因业和纪友亮，2004）

（3）非强烈活动期干旱型层序

上油砂山组沉积时期，柴达木盆地北缘处在一个构造活动相对稳定的非强烈活动期，此时期的气候也处在相对干旱时期，北部山前带和南部隆起斜坡带剥蚀较为剧烈，同时为沉积体系的形成提供了相对充分的物源。该时期发育的层序地层为非活动期干旱型层序。图6-9为沟4井—沟5井—梁3井—切2井的剖面，该剖面大部分顺着阿尔金斜坡方向，与柴达木北缘山前带呈平行走向，梁3井—切2井为垂直柴达木盆地北缘造山带方向。非活动期干旱气候层序的发育主要受气候的控制，位于北部山前带的沟4井和南部隆起斜坡带的切2井，高位体系域、湖侵体系域和低位体系域均有发育，沉积中心在纵向上相对稳定。

总之，对于晚期型前陆盆地（柴达木盆地北缘），前前陆期形成的坳陷层序地层虽然在

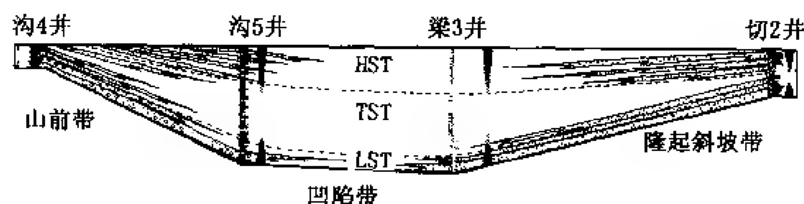


图6-9 柴达木盆地第Ⅺ层序（上油砂山组下部）
层序发育剖面

原始沉积状态下，但层序地层的厚度沿前陆盆地断轴方向呈较为规则的对称性。但在由坳陷期向前陆期过渡时期，由于前缘隆起带的抬升和山前带的逆冲抬升，使得坳陷期沉积层序在前述两个构造带遭受不同程度的剥蚀，导致该对称性消失，形成山前带地层厚度较厚，前缘隆起带地层厚度较薄的前陆期层序地层的厚度不对称性特点。导致前前陆期和前陆期的层序地层在前陆盆地短轴方向上的相似性。

2. 四川盆地西缘——早期型前陆盆地

四川盆地西部的前陆期为晚三叠世的小塘子期至晚三叠世末，之后进入坳陷盆地发展阶段。根据沉积和周缘山系特点，川西盆地前陆期可以划分为三个时期：马鞍塘组为前陆盆地雏形期，小塘子期至须二段沉积时期为前陆盆地形成期，须四段沉积时期至晚三叠世末为前陆盆地发展时期。前陆期层序地层可以分为四个三级层序：两个海相层序马鞍塘组和小塘子组；一个海陆过渡相层序须二、须三段；一个陆相层序须四、须五段。其层序发育特征及模式见图6-10。

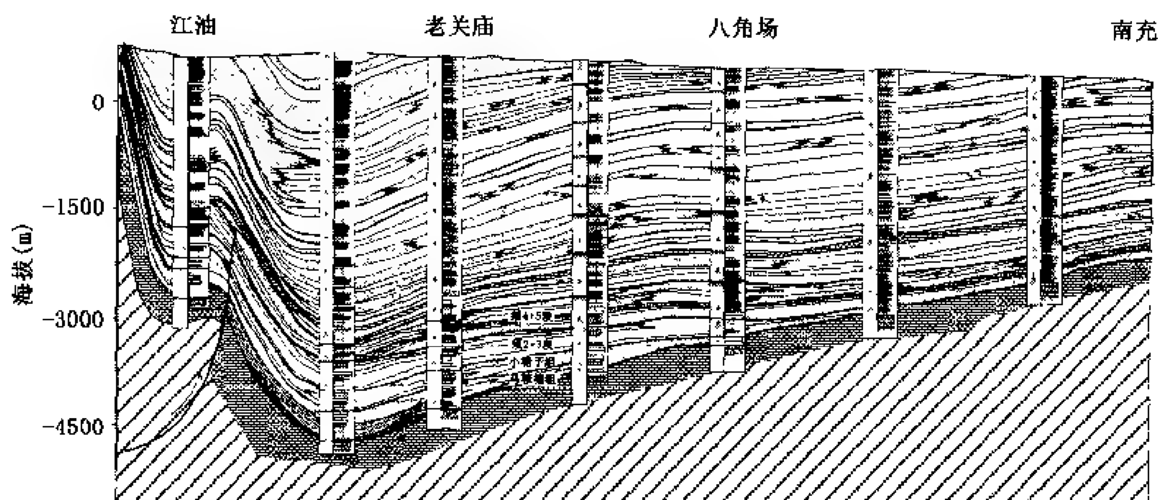


图6-10 川西前陆盆地前陆期与非前陆期层序发育地质剖面图
（据季汉成，杜业波，2003）

3. 准噶尔盆地南缘——叠加再生型前陆盆地

准噶尔盆地二叠纪为第一期前陆盆地，发育前陆期层序，J+K+E为坳陷盆地，发育坳陷期层序，LST、TST、HST发育。准噶尔盆地N+Q为第二期前陆盆地，发育前陆期层序，进积式准层序组发育。吴因业和雷振宇等（2003）将准噶尔盆地南缘侏罗系和古近—新近系分为九个层序，其中属于晚期前陆盆地发育期的为7、8、9三个层序（古近—新近系），其第

7层序主要由冲积扇—辫状河或辫状河三角洲（LST）——滨浅湖或浅湖—滨浅湖（TST）——浅湖—半深湖或半深湖（HST）相沉积序列组成，构成一个由粗→细的湖进沉积旋回（图6－11）。该层序在南缘广泛分布，在呼图壁河至紫泥泉子之间最发育，由此向东、西逐渐变薄，独山子以西地表出露一般仅为几十米。故其在横向上变化很大，层序发育的完整程度亦存在较大差异。

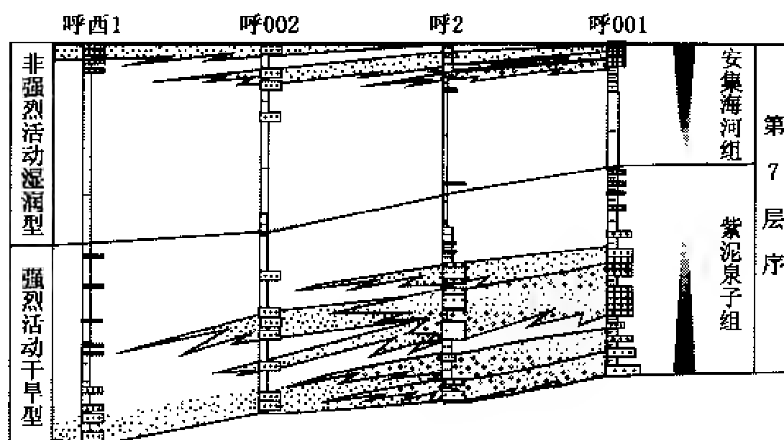


图6－11　第7层序（紫泥泉子组、安集海河组）层序地层发育模式
（据纪友亮，2004）

三、前陆盆地的构造变形特征

前陆盆地由三个基本单元组成：褶皱冲断带、前渊凹陷和前缘隆起，只有具有这样的结构才能叫前陆盆地。这些部分对前陆盆地的油气生成与聚集具有不同的作用。根据这一标志划分出准南、吐哈、库车、塔西南4个再生前陆盆地，它们具有完整的前陆结构；11个前陆逆冲带：塔西南、喀什、准噶尔西北缘、博格达山北缘、鄂尔多斯西缘、川西、川北、北祁连、柴北缘、塔南、酒泉北—潮水，它们只有前陆逆冲带或逆冲带与凹陷。

据对前陆逆冲带的构造变形几何学特征、力学特征和运动学特征分析，认为中国前陆逆冲带的构造变形特征主要有以下几种。

1. 沉积盖层逆冲推覆构造（断层相关褶皱）

在前陆冲断带，除一些盐拱或泥底辟发育区外，发生的构造变形多为脆性或脆—韧性变形。因此，变形样式多是一些断层相关褶皱及其叠加的组合构造（表6－2）。由于前陆冲断带部位岩石地层单元内部的非均一性，曲面状断层就是一个很常见的现象。其中，断坪—断坡构成的台阶式逆冲断层是前陆地区的常见样式，上盘地层沿其运动时将形成相应的断坡褶皱，这就是断层相关褶皱。

2. 前陆基底卷入型构造

前陆基底卷入型构造较为常见，它们可能是早期基底正断层的反转（如准南地区），也可能是基底断裂的再次活动（如喀什凹陷的乌泊尔断裂，库车坳陷吐格尔明、吐依洛克背斜附近的断裂），还可能是刚性基底抵御挤压而形成的后冲带（如鄂尔多斯西缘马家滩地

区）。前陆基底卷入型断层和山前冲断层带形成多个对冲带，如柴北缘地区，对冲活动可形成新生代压陷。造山带向盆地冲断掩覆的后缘多是深度变质岩系，它们构成厚皮冲断构造。

表 6－2 前陆冲断带断层相关褶皱的主要构造样式（据何登发，2002）

<table>
<tr><th>构造环境</th><th colspan="3">变形特征</th><th>基本类型</th><th>主要特征</th><th>组合类型</th><th>备注</th></tr>
<tr><td rowspan="8">薄皮前陆冲断带</td><td rowspan="5">断层相关褶皱</td><td rowspan="4">变形与沉积的关系</td><td rowspan="3">变形在沉积之后</td><td>断层转折褶皱（FBF）</td><td>发育在断层转折的上方</td><td rowspan="3">断层多次转折褶皱、叠瓦断层转折褶皱、双重冲断构造、构造楔、断层转折－传播—滑脱的混生组合、破裂冲断构造、干涉褶皱</td><td rowspan="3">三种基本端元及其叠加组合</td></tr>
<tr><td>断层传播褶皱（FPF）</td><td>发育在传播断层端点的上方</td></tr>
<tr><td>断层滑脱褶皱（DF）</td><td>在软弱层内部的冲断层端点的上方发育</td></tr>
<tr><td>变形与沉积同时</td><td>生长断层转折褶皱、生长断层传播褶皱、生长断层滑脱褶皱</td><td>生长三角形态变化多样</td><td>多阶段生长</td><td>分析构造形成史、褶皱形成机制，与披覆褶皱、压实褶皱等强制褶皱有较大差异</td></tr>
<tr><td colspan="2">地层有层间滑动时</td><td>剪切断层转折褶皱（SFBF）：单剪、纯剪</td><td>有倾角小于断坡角的长而缓的后翼</td><td></td><td>压扭环境？</td></tr>
<tr><td colspan="3" rowspan="3">塑性变形构造</td><td>盐构造</td><td>厚层盐岩流动、龟背斜构造、盐焊接构造</td><td>可叠加在断层相关褶皱之上？</td><td></td></tr>
<tr><td>泥底辟构造</td><td></td><td></td><td>如独山子背斜</td></tr>
<tr><td>塑性双重构造（Mushwad）</td><td>变形向下盘传播</td><td></td><td>见于阿巴拉契亚冲断带</td></tr>
<tr><td rowspan="2">厚皮前陆冲断带</td><td colspan="3">基底卷入构造</td><td>基底卷入型断层相关褶皱</td><td>变形三角带向上传播</td><td>可与浅层断层传播褶皱相叠加</td><td>如柴北缘</td></tr>
<tr><td colspan="3">反转构造</td><td>正反转构造</td><td>运动指向变化</td><td></td><td></td></tr>
</table>

在前陆构造环境，也常发育基底卷入式变形（表6－2）。这是在盖层或盖层—基底分界面（包括少量基底岩石）附近由基底断层的位移向上传递而形成的构造，同时卷入了盖层和基底两套地层；褶皱形态主要在盖层中表现出来；导致构造发生的原因是基底断层（主断层）的活动。其主要特点是：与一条错断基底并进入盖层的主断层有关，该断层可以消失于盖层中；在地表通常呈单斜构造；在横剖面上通常具有较大的构造起伏，而沉积盖层可能连续；当主断层的上盘被抬升时，覆盖在基底错断边缘之上的盖层形成褶皱的陡翼，陡翼地层可能倒转；盖层的变形集中在陡翼，陡翼可以缩短，也可以伸长；在主断层的上盘，盖层与基底在变形过程中可以固结在一起，也可分离；基底可呈刚性块体，也可被褶皱或剪切；变形主要存在于盖层内部向上变宽的三角带内。

3. 塑性（或盐）构造

国内对盐构造的研究还比较薄弱，但近年来汤良杰等（2004）对库车坳陷（挤压盆地）

盐构造研究取得了重要进展。根据断层相关褶皱理论和盐构造理论，结合地面地质调查和地震剖面的精细解释，厘定了库车坳陷库姆格列木群膏盐层系的盐上、盐间构造样式、分布与形成机理。其中典型构造样式有盐核背斜、外来盐、盐枕、盐焊接和断层焊接、盐缩颈、盐成凹陷和鱼尾构造等（贾承造等，2003），盐构造的形成分两个阶段，即早期初始形成阶段（65－1.64Ma）和晚期挤压构造定型阶段（1.64Ma左右）。变形早期盐上层的重力滑动和顺层挤压决定了克拉苏构造带盐上、盐下不同的构造组合，秋里塔格构造带受滑脱传力作用，构造样式与盐层厚度和断层交切方式等有关（贾东等，1997；贾承造等2000；陈书平等，2004）。此外单家增等（2004）还通过开展盐构造的物理模拟实验，模拟了库车坳陷（挤压盆地）盐构造的形成过程与构造样式。

4. *走滑断层对冲断构造的改造较为普遍*

走滑断层既可能是边界断层，也可能是盆地或冲断带内的横向断层。走滑边界断层的活动导致构造带往往呈雁列式展布，如准噶尔盆地南缘的边界断层与南安集海背斜等斜交。冲断带内部的横向断层则起着位移传递、构造样式以及构造带展布转换的作用，这时称之为横向构造转换带，如在准噶尔盆地西北缘的黄羊泉断层将克拉玛依—百口泉断裂带与乌尔禾—夏子街断裂带分割，二者的走向、变形样式、构造带分布等截然不同。在库车坳陷NNE向断层也具有同样特征，如将拜城凹陷与阳霞凹陷分开的NNE向断裂带即为横向构造转换带。在冲断推覆体上，由于位移变化、变形快慢等原因还可能形成撕裂断层，它们对调节变形、分割油气聚集等都具有重要作用。

第三节 前陆盆地油气成藏特征

一、主力烃源岩的发育特征

我国中西部前陆盆地烃源岩类型多样，总体上煤系烃源岩发育为中西部前陆烃源岩发育的主要特征。三种类型前陆盆地烃源岩的发育具有一定的差异（图6－12），叠加型前陆盆地往往发育两期不同类型的烃源岩，而早衰型和晚期型前陆盆地一般只发育一套主力烃源岩，早期型前陆盆地发育的被动大陆边缘海相烃源岩对前陆现今发现的油气藏没有贡献。

叠加型：主要发育克拉通坳陷期的中、下侏罗统（J_{1-2}）煤系烃源岩及早期前陆期发育的烃源岩（P、T）。早期前陆发育的烃源岩在准南、塔西南局部地区发育；中、下侏罗统（J_{1-2}）煤系烃源岩在叠加型前陆普遍发育，是主力气源岩。

晚期型：主要发育再生前陆盆地形成前的中、下侏罗统（J_{1-2}）煤系或白垩系暗色泥岩。中、下侏罗统（J_{1-2}）煤系为前陆主要气源岩，白垩系烃源岩为主要油源岩。白垩系以酒西盆地青西坳陷为例，有效烃源岩厚度大，富含藻纹层的优质烃源岩是富油坳陷的物质基础。

早期型：主要发育早期前陆盆地期的上三叠统（T_3）煤系烃源岩及下伏古生界被动大陆边缘海相烃源岩。主力烃源岩为上三叠统煤系，被动大陆边缘海相烃源岩形成的古油藏破坏殆尽，现只在局部地区发现油苗，对现今前陆油气藏没有贡献。

总之，叠加型主要发育早期前陆烃源岩（P、T）和两期前陆之间的坳陷烃源岩（J）；晚期型主要发育晚期前陆期前的断（坳）陷烃源岩；早期型主要发育早期前陆烃源岩（T_3）

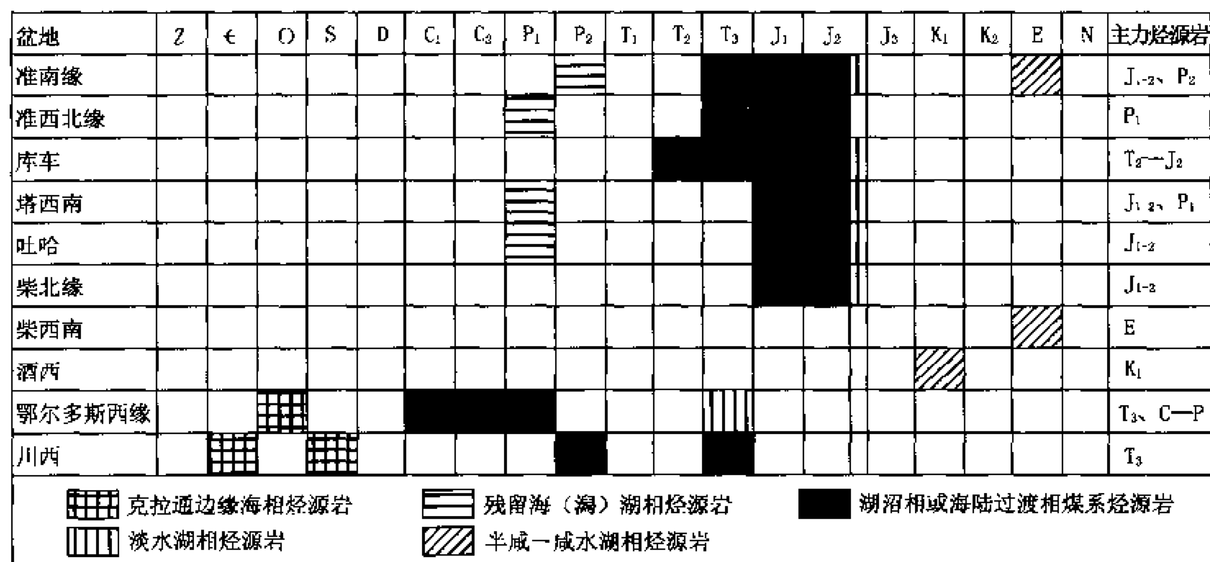


图6-12 中西部前陆盆地主要烃源岩发育层系示意图

和之前的被动陆缘烃源岩（上、下古生界）。

值得注意的是，我国中西部中生代古地理气候环境格局和同时期前陆盆地演化的特殊性决定中生界湖沼相煤系烃源岩是我国中西部前陆盆地一套十分重要的烃源岩，这已经从油气源对比结果和勘探实践中得到了证实。如须家河组烃源岩是川西天然气的主要气源，侏罗系是柴北缘、准南缘的主要气源，三叠系、侏罗系是库车的主要气源。中西部前陆区中生界烃源岩厚度大，一般为200～800m；丰度高，一般均值大于1.5%，主要分布在1.5%～3.5%区间内，为中、高丰度烃源岩；类型一般为Ⅲ型、其次为Ⅱ型，主要表现为典型的煤系烃源岩特征。

二、储层发育与储盖组合

我国中西部前陆盆地在两期前陆及其间坳陷盆地区域构造背景下，沉积演化发育有前前陆盆地克拉通沉积、早期前陆盆地沉积、中生代坳陷盆地沉积和新生代陆内前陆沉积4个阶段，考虑到中生界煤系地层在成藏过程中的重要性，可划分为下部储盖组合（组合Ⅰ、组合Ⅱ）和上部储盖组合（组合Ⅲ、组合Ⅳ）4套储盖组合，且不同类型前陆盆地储盖组合具有一定的差异（图6-13）。

1. 早期型前陆

存在三套储盖组合，下部储盖组合（组合Ⅱ）和上部储盖组合（组合Ⅲ）是油气勘探的重点储盖组合。

组合Ⅰ：主要发育于中、下三叠统以下层系。如川西前陆主要发育一套二叠系台地相碳酸盐岩和海陆交互相煤系烃源岩，中、下三叠统碳酸盐岩为储层，储层孔渗低。如中三叠统雷口坡组平均孔隙度在5%左右，上三叠统煤系为盖层的生储盖组合，为下生上储型，在前缘斜坡带的磨溪气田可见该组合的气藏。

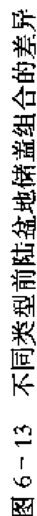


图6-13　不同类型前陆盆地储盖组合的差异

组合Ⅱ：川西主要发育于上三叠统，储层属于裂缝改造致密型，平均孔隙度一般为3%～8%，盖层为上三叠统泥岩，如中坝上三叠统须二气藏、平落坝上三叠统香三、香四段气藏。

组合Ⅲ：川西主要发育于侏罗系。储层是侏罗系宽浅湖相砂岩，储层孔隙度比较好，平均孔隙度一般为5%～13%；储层上覆的侏罗系泥岩为盖层，如南部白马庙、平落坝、新场侏罗系气藏。

2. 晚期型前陆

存在三套组合，上部储盖组合（组合Ⅲ）是油气勘探的重点储盖组合，但是也要注意下部储盖组合（组合Ⅱ）的油气勘探。

组合Ⅱ：柴北缘发育一套以中、下侏罗统煤系为烃源岩，中、下侏罗统为储盖层的组合，如冷湖三号、冷湖四号侏罗系油藏。该组合主要位于冲断带靠山前，由于储层的抬升改造，可具有较好的储集条件，如冷湖三号下侏罗统储层孔隙度一般在10%～20%。

组合Ⅲ：柴北缘主要发育于古近系。储层为下干柴沟组下段，储层物性较好，平均孔隙度一般为9%～14%，下干柴沟组上段为区域盖层，如南八仙古近系油气藏、马海气田、马北1古近系油气藏。

组合Ⅳ：柴北缘发育于上干柴沟组及其以上层系，储层为上干柴沟组和油砂山组，储层物性很好，平均孔隙度一般为16%～23%，高者可达28%，下干柴沟组上段为区域盖层，如南八仙新近系油气藏、冷湖四号、五号N_1油藏。

3. 叠加型前陆

发育下部储盖组合（组合Ⅰ、组合Ⅱ）和上部储盖组合（组合Ⅲ、组合Ⅳ）的4套储盖组合都存在，其中储盖组合Ⅲ是大型、特大型油气藏勘探的重点储盖组合。

组合Ⅰ：塔西南前陆石炭系—下二叠统为被动陆缘相沉积，形成前陆盆地早期海相或海陆交互相烃源岩，并可形成一套以石炭系、下二叠统为烃源岩的自生自储生储盖组合，海相膏盐岩或海陆交互相的泥质岩为区域盖层。

组合Ⅱ：在广泛发育的中生界煤系烃源岩和泥岩区域盖层之下构成了一套生储盖层互相叠置，以自生自储组合为主要特点的生储盖组合。如库车三叠—侏罗系生储盖组合；准南发育一套中、下侏罗统煤系为烃源岩，其间的砂岩为储层，侏罗系八道湾组为盖层的组合，如齐古油气田侏罗系油藏。该组合储层物性普遍较差，库车、准南储层平均孔隙度一般为6%～11%。

组合Ⅲ：主要发育于白垩—古近系。库车前陆盆地发育三叠—侏罗系烃源岩，白垩系和古近系为储层，储层孔渗性好，平均孔隙度一般为12%～16%，在其之上，库姆格列木组发育的巨厚干旱盐湖环境的膏盐（泥）岩是其盖层，克拉2、大宛齐、牙哈等白垩系气藏，英买7古近系气藏属于该组合。准南前陆白垩系、古近系储层物性也比较好，平均孔隙度一般为10%～17%，古近系安集海河组为区域盖层，呼图壁紫泥泉子组气藏、吐谷鲁群古近系油藏是该组合的油气藏。

组合Ⅳ：主要分布于新近系，库车前陆盆地储层主要为吉迪克组、康村组和库车组砂岩，储层物性好，平均孔隙度达13%～20%，吉迪克组发育一套好的盖层，迪那气田吉迪克组气藏、大宛齐康村组油藏属于该组合。塔西南中新统为主要储层，储层平均孔隙度一

般为13%～18%，盖层为中新统泥岩，柯克亚中新统气藏属于该组合。准南前陆该组合在安集海河组区域盖层之上，储层为新近系沙湾组和塔西河组，储层物性好，平均孔隙度为10%～22%，盖层为塔西河组泥岩，独山子沙湾组油藏属于该组合。

三、多期聚集和晚期成藏

我国中西部前陆盆地多类型沉积盆地的叠加和构造运动的多期次，造成了我国前陆盆地成藏过程的复杂性。

1. *早期型前陆盆地（以川西为例）*

主要为印支期前陆盆地，经历喜马拉雅期构造改造。源自上三叠统煤系烃源岩的天然气聚集主要在燕山期，喜马拉雅期的逆冲作用，使深层（主要在上三叠统）原生气藏经改造的基础上形成浅层（侏罗系）次生气藏。

燕山早期，在川西的南段主要聚集了源自须一段、须三段高、过成熟度的烃类，该期包裹体均一温度为100～130℃，该期产物在离逆冲带较远的松华—白马庙地区即有保存也有破坏，在逆冲带中的平落坝地区则破坏殆尽；此时在蓬莱镇组聚集了源自须五段的低—成熟阶段的产物，由于此时蓬莱镇组直接盖层埋藏浅，发生生物降解，储层中沥青具有明显的生物降解现象。在北段须一、须三段烃源岩处于成熟阶段，此时须一段的包裹体均一温度分布在100～130℃，由于须家河组烃源岩以腐殖型烃源岩为主，生成的产物以凝析油气为主。

燕山晚期是川西盆地主要的天然气成藏期。在南段的蓬莱镇组聚集了源自须五段的高成熟阶段湿气；在北段须家河组烃源岩主要处于高过成熟阶段，以生成高成熟度的湿气为主，此时须一段的包裹体均一温度主要分布在150～180℃。

喜马拉雅期构造运动对早期形成的气藏具有调整、改造作用。

2. *晚期型前陆盆地（以柴北缘为例）*

由于晚期型前陆盆地是在早期（印支期）前陆盆地几乎完全被剥蚀掉的基础上发育的晚期前陆盆地（冲断带），这就决定了其晚期成藏的特征。

以柴北缘为例，中生代末期燕山运动在马海凸起的南八仙地区形成了侏罗系圈闭，后接受剥蚀，在高点出现侏罗系缺失，但周围侏罗系已出现圈闭的构造形式；中侏罗世末，冷湖构造带抬升剥蚀，此时未形成独立的构造圈闭。此时烃源岩尚未成熟。

在新近系沉积晚期，昆特依—伊北次凹陷的下侏罗统烃源岩处于低—成熟阶段，此时在E_{1+2}—E_3的圈闭进一步加强，形成早期的油气聚集，如冷湖三号、四号、五号油田和鱼卡油田和南八仙油气田。由于后期抬升作用，早期聚集的原油遭受不同程度的降解，如南八仙E_3^1凝析油气储层中有早期原油降解的痕迹，冷湖三号生物降解稠油的存在。

随着新近纪沉积地层的增加，侏罗系烃源岩进入了高、过成熟阶段，大量断层发育，使得侧向运移的油气沿断层垂向运移到有效的圈闭中，并和早期聚集的油气发生混合作用，多以凝析油气性质存在；喜马拉雅末期强烈的构造运动使得油气进一步沿断层垂向运移到新近系中，形成次生油气藏。

3. *叠加型前陆盆地（以准南为例）*

叠加型前陆盆地主要为喜马拉雅期再生前陆盆地叠加在晚古生代—印支期前陆盆地之

上，因此其多期成藏的特征十分明显，但燕山期和喜马拉雅晚期是最重要的成藏期，如准南缘前陆盆地。

三叠纪末，二叠系烃源岩进入生油高峰阶段，此时受海西期基岩断凸影响，在第一排构造带上覆二叠系形成了低幅度构造圈闭，从而形成源自二叠系的油气聚集。该期油气运移以长距离侧向运移为主。以齐古油田的三叠系油藏为代表。

白垩纪末，侏罗系烃源岩进入成熟阶段，生成的油气主要由凹陷中心向西南边缘隆起部位侧向运移。此时第一排构造带经过强烈的推覆已初见雏形，从而形成侏罗系油藏。在前陆坳陷中有构造背景的地方也有源自侏罗、二叠系的混源油气聚集。在二叠系古隆起背景的马桥凸起的侏罗系储层中，此时聚集了主要源自二叠系的油气。此时油气运移仍以长距离侧向运移为主。

N_2末，由于巨厚的新近系沉积，准南前陆盆地的侏罗系大部分处于高、过成熟阶段，开始了大量生成煤成气阶段。此时由于南北向的挤压应力，使准南燕山期古构造及古断裂得以改造并最终定型，形成现今的三排构造带和马桥凸起及白家海凸起圈闭的定型。此时一方面聚集源自侏罗系的天然气，一方面由于断裂的作用使得下伏的侏罗系原生油藏破坏或向上调整，从而在喜马拉雅期圈闭中成藏，如呼图壁气田。

从上述可知，我国中西部前陆盆地具有多期聚集、晚期聚气的成藏特征，并通过中西部前陆盆地成藏期次的对比，认为我国前陆盆地具有最主要的两大成藏期（图6－14）：燕山期及之前的油气成藏，主要是中部早期型前陆盆地三叠系烃源岩的油气聚集期和西部叠

地层			塔西南	库车	准噶尔	吐哈	酒泉	柴达木	四川	鄂尔多斯
新生界	第四系		前陆盆地	前陆盆地	前陆盆地	前陆盆地	前陆盆地	前陆盆地	坳陷	断陷
	新近系	N								
	古近系	E								
中生界	白垩系	K_2	坳陷断陷	坳陷	坳陷	坳陷断陷	坳陷断陷	坳陷断陷	前陆盆地	前陆盆地
		K_1								
	侏罗系	J_3								
		J_2								
		J_1								
	三叠系	T_3	弧后前陆	前陆盆地			基底演化阶段	基底演化阶段		
		T_2							克拉通边缘	
		T_1								
古生界	二叠系	P_2			前陆盆地	前陆盆地				克拉通边缘
		P_1	被动陆缘							
	石炭系	C_2			裂谷	裂谷				
		C_1		被动陆缘						
	泥盆系	D	前陆盆地							
	志留系	S								
	奥陶系	O_3	被动陆缘							
		O_2								
		O_1								
	寒武系	∈								
元古界	震旦系		裂谷							

▌主要成藏期

图6－14　中西部前陆盆地主要成藏期示意图

加型前陆盆地二叠系烃源岩的油气聚集期；喜马拉雅晚期，受新构造运动影响，主要是西部叠加型和晚期型前陆盆地的中新生界烃源岩的天然气成藏期和中部早期型前陆盆地天然气的调整期。因此，总体来说中西部前陆盆地具有十分重要的晚期成藏特征，而下述两点是其根本原因：

1）新近纪再生前陆冲断作用下构造圈闭发育。前陆盆地冲断带发育有大量与断坪、断坡逆冲断层相关的褶皱，其中又形成断层转折褶皱、断层传播褶皱、滑脱褶皱、断层传播—滑脱混生褶皱、双重逆冲构造、突发构造、断层转折—滑脱混生褶皱、复合楔状构造、断层转折—传播叠加构造等，这就为完整的大型构造圈闭的形成打下了基础（贾东等，1997）。如克拉苏双重逆冲构造由3～4条切穿白垩系和侏罗系向南逆冲的台阶状逆断层和一条大型发育于古近系盐膏层顶部的被动顶板反向逆断层组成，构造全部被古近系覆盖。背斜隆起的高度受断层的条数、每条断层倾角及断距大小和下盘断坡所在层位切过地层的厚度等因素共同控制，形成克深构造带、克拉苏背斜构造带和巴深构造带。完整的克拉2背斜就位于克拉苏构造带东段（魏国齐等，1998）。

2）新近纪再生前陆盆地的成盆期加速了烃源岩热演化。中西部前陆盆地发育多套烃源岩，不同的烃源岩在埋藏过程中所处的演化阶段不同，从而在前陆盆地发育时造成前陆盆地具有多期成藏的特征。并且由于前陆盆地沉积的特殊性从而造成即使是同一套烃源岩也具有生烃的多期性和成藏的多期性。通过对重点盆地川西、柴北缘和准南缘不同时期的主要烃源岩演化过程的研究，认为前陆发育时巨厚的沉积是加速烃源岩演化的根本原因；中部川西盆地成盆期发育的烃源岩热演化直接受成盆期埋藏史控制，西部成盆期前的烃源岩在成盆前或初期主要处于低、成熟阶段，成盆期使其迅速达到高、过成熟阶段（表6－3）。

表6－3　喜马拉雅晚期前陆发育对中生界烃源岩成熟度的影响

地　区	烃源岩	N沉积前 R_o（%）	N沉积后 R_o（%）
川西	上三叠统	1.8～2.5	1.8～2.5
柴北缘	下侏罗统	0.7～1.5	2.0～4.0
	中侏罗统	0.5～1.3	1.5～2.5
准南	中、下侏罗统	0.7～1.1	1.5～2.4
库车	中、下侏罗统	0.5～1.0	1.3～2.4
	中、上三叠统	0.7～1.3	1.5～2.6
喀什	中、下侏罗统	0.5～1.0	1.8～3.0
吐哈	中、下侏罗统	0.4～0.9	0.7～1.5
叶城	中、下侏罗统	0.4～0.9	1.3～2.2

四、异常压力分布特征

1. 前陆盆地异常压力分布特征

（1）压力系数高，异常高压分布范围和层系广

压力系数高、异常高压分布范围和层系广是库车、准南、川西等前陆盆地的共同特点。

钻井测试资料及地震压力预测资料表明，上述前陆盆地异常高压平面上主要分布于坳陷中部地区，例如，库车坳陷克—依构造带和秋里塔格构造带钻井普遍见异常高压，地震资料预测上述两构造带之间的坳陷区存在异常高压；准南地区钻井显示异常高压主要分布在坳陷中部的二、三排构造带上，地震资料预测准南坳陷区普遍存在异常高压；川西坳陷异常高压主要分布在坳陷北部地区；纵向上，中、新生代主体层系均发育有异常高压，库车坳陷古近系膏盐层以下各层系均发育异常压力；准南地区古近系至上白垩统普遍存在异常高压，仅在呼图壁气田的含气层段见常压层，钻井未钻达的下白垩统至侏罗系根据地震资料预测也存在异常高压；川西坳陷异常高压带贯穿于坳陷的主体层段侏罗系至上三叠统（表6－4）。

表6－4　前陆盆地压力测试数据

井　号	圈　闭	层　位	绝对压力（MPa）	产层中深（m）	压力系数
龙1	九龙山	T_3	60.51	3178.0	1.96
文1	文兴场	T_3	66.06	3613.0	1.85
关6	老关庙	T_3	88.06	4107.0	2.02
金2	金华镇	T_3	58.71	3093.5	1.90
克拉2	克拉2	E	75.26	3495.66	2.00
克拉3	克拉3	E	66.82	3469.77	1.78
依南2	依南2	J_1	81.79	4452.34	1.70
东秋5	东秋5	E	94.28	4325.5	2.00
吐谷1	吐谷鲁	E	35.96	1785.49	2.05
安6	安集海	K_2	85.96	4159.0	2.11

（2）异常高压纵向上分布于大套低渗透岩层之下

库车地区地层压力从古近系膏盐层开始陡然增加，变为超压，说明这套膏盐层与异常高压的形成密切相关；准南地区异常高压一般出现在古近系安集海河组大套泥岩段及其以下地层，即使在安集海河组之上有些地区出现异常高压，其起始层位也与泥岩发育层段有密切关系，例如，独南1井异常高压起始层位是在3530m（N_1s）以下，与之相对立的正是泥质含量高的层段，在安6井和吐谷1井也存在相似的情况。

由此可见，区域性致密层的存在有利于异常压力的形成和保存，特别是在构造强烈活动地区，致密层的塑性越强，越不易于产生断裂，有利于压力的保存。例如，库车地区古近系库姆格列木组大套膏盐层和准南地区古近系安集海河组厚层塑性泥岩层对这两个地区异常压力的形成与保存起到了关键性的作用。而川西地区正是缺少这样一套厚层塑性岩层，致使异常压力由下向上传递而逐步降低，向上逐渐变为常压。

（3）异常压力横向分布中心位于山前坳陷区

库车、准南及川西前陆盆地区域异常压力的分布与山前坳陷区基本吻合（图6－15），山前第一排构造带均为常压带。由盆地坳陷区向远离造山带的盆地斜坡带，异常高压逐渐

降低，逐渐变为常压。这是由于前陆盆地坳陷区与造山带紧邻，受挤压强烈，易产生构造挤压高压异常。此外，前陆盆地山前坳陷沉积速率快，有利于不均衡压实作用的产生，从而易产生异常高压，且坳陷中部沉积厚度大，泥质岩发育，有利于异常压力的保存，而山前逆冲带由于断裂发育，并且抬升剥蚀强烈，即使在地质历史时期中曾经发育过异常高压，但也难以保存至现今。由此可见，异常高压的存在不仅需要形成异常高压的有利地质条件，同时也需要很好的后期保存条件。

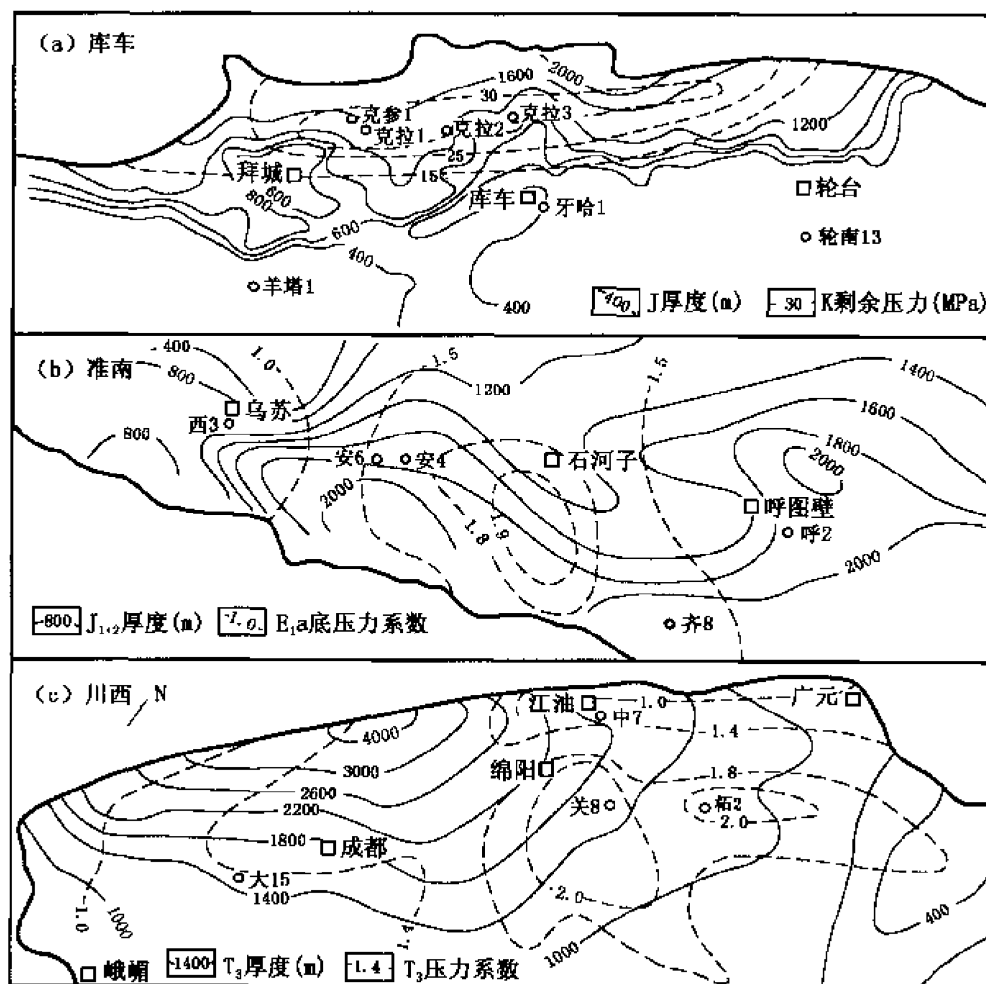


图 6－15　前陆盆地沉积坳陷与异常压力分布图

2. 典型前陆盆地异常压力成因与演化

目前人们已经提出了异常高压形成的多种机制。根据流体状态方程，孔隙流体压力的变化是由于流体的体积、温度和数量的改变而造成的。但是，由于孔隙流体的流动性，上述因素的变化并非总能造成异常高压，只有当渗透率较低、孔隙流体流动不畅时，才会出现异常高压。由于孔隙体积减少造成异常高压的原因主要有不均衡压实作用（Osborne 和 Swarbrick，1997）、构造挤压作用（Sleep N. H.，Blanpied M. L.，Creep，1992）和矿物沉淀作用；由于流体体积增加造成异常高压的原因主要有生烃作用（Barker C.，1990）；

由于温度上升造成异常高压的原因主要是流体体积随温度增加而膨胀（水热增压），但在正常沉降过程中，水热增加产生超压的效果仅相当于不均衡压实作用的百分之几（Luo X. R, Vasseur G.，1992；夏新宇等，2001），除非有异常热流体活动，水热增压不可能是异常高压形成的重要机制。我国前陆盆地多为快速沉降、生气作用较强的挤压性盆地，其异常高压的成因主要为不均衡压实、构造挤压和生气作用。

尽管前陆盆地异常压力的成因主要有不均衡压实、构造挤压和生气作用，但是在不同盆地和同一盆地不同地质历史时期，各种因素对异常压力的产生所起的作用不等，所造成的异常压力的大小也不尽相同。下面重点解剖库车和准南两个前陆盆地异常高压的形成和演化。

(1) 库车坳陷异常压力成因与演化

1）新近纪之前，库车坳陷异常高压的主要成因是不均衡压实。

库车坳陷克拉苏构造带钻井资料表明，古近系泥岩声波时差值在某一深度开始出现异常，不同的井声波时差出现异常的深度不同，但层位基本相当，例如克拉1井泥岩声波时差从1800m开始偏离正常压实曲线，而在相应深度也出现了密度值异常。克拉2井、克拉201井、克拉3井分别在古近系3200m、2800m、3100m处开始出现声波时差异常。说明该区在地质历史时期曾经存在不均衡压实作用。而在古近纪，库车坳陷的构造背景为拉张性质（真柄钦次，1991），因此不存在构造挤压作用引起的超压。

上述机理造成超压纵向分布的特点是，古近系低渗透层存在强超压，侏罗系烃源岩存在超压，而白垩系砂岩由于横向连通性好，基本不存在超压。

2）新近纪以来，构造挤压逐渐成为库车坳陷异常高压的主要成因。

新近纪以来，由于喜马拉雅运动的影响，南天山造山带向塔里木盆地发生强烈逆冲，库车坳陷受到了地质历史时期中最强烈的挤压。从库车坳陷北部的克拉苏构造带到塔北隆起4000m深处水平挤压应力普遍在80～120MPa。而坳陷新近系普遍存在膏泥岩的封堵，流体排出不畅，必然也会导致异常高压。因此，构造挤压对异常高压的形成和维持起着越来越重要的作用。

另外，自新近纪末以来，库车坳陷大部分地区（包括克拉苏构造带）发生强烈构造抬升。在发生构造抬升的地区，由于地层中流体温度的降低和岩石孔隙的回弹，将会导致地层流体压力降低，比较容易使古超压消失（如果没有新的导致异常高压的作用）（Hunt J. M.，1995；贾承造等，2000；夏新宇等，2001），天然气的生成也随着地层抬升、温度降低而终止。因此，在新近纪末至现今，超压的其他成因机制已经停止，构造挤压是库车坳陷超压最主要的成因。

构造抬升和构造挤压改变了原来超压的纵向分布，坳陷大部分地区新近系由于构造抬升，超压消失；超压主要分布于埋藏较深、挤压应力较强的古近系、白垩系和侏罗系；白垩系砂体由于断层切割和自身的褶皱变形，不再是大面积横向连通，而是形成小的圈闭，具有了保持超压的条件。

(2) 准南地区异常压力成因及演化

准南地区异常压力的特征与库车地区基本相似。天山北钻井高声波时差异常说明准南异常高压存在不均衡压实成因。所不同的是准南地区砂岩连通性较库车地区差，且无明显

的构造抬升作用，这对于不均衡压实成因异常高压的形成和保存相对较为有利。利用平衡深度法计算结果表明，古近—新近系计算压力系数与实测压力系数差距较小，而白垩系差距较大，说明浅部异常高压以不均衡压实成因为主，深部异常高压以构造挤压成因为主（宋岩等，2000）。

3. 异常压力对气藏形成的控制作用

（1）有利因素

异常高压与天然气藏的形成密切相关，它对于天然气成藏既有有利的一面，又有不利的一面。有利的方面包括：

1）异常压力可以起到很好的封闭作用，天然气在向上运移过程中，受阻于异常高压层，在异常高压层之下聚集成藏。

2）由于生烃增压作用，烃源层与异常高压带往往相伴生。当压力达到岩石的破裂压力时，岩石产生破裂，致使压力泄漏，这种泄压作用有利于烃源层内的天然气向储层运移和聚集。

3）砂岩储层若早期存在异常高压，可抑制因压实作用而造成的岩石孔隙度的减小。换言之，相同压实作用下，异常高压的砂岩储层孔隙度要比常压砂岩储层高。

（2）不利因素

异常高压对天然气藏形成的不利影响包括：

1）若储层中的流体压力高于烃源层，天然气则难以进入储层内聚集成藏，即异常高压层对天然气的运移、聚集起阻碍作用。

2）当气藏中的压力异常高时，易造成压力的释放和天然气的泄漏。从理论上讲，当地层孔隙流体大于岩石的自然破裂压力时就开始漏失，除盐岩、石膏和黏土外，一般岩石的自然破裂压力相当于压力系数为 1.96（Osborne 和 Swarbrick.，1997），实际上，当孔隙流体压力相当于岩石破裂压力的 70%～90%，就开始漏失，气藏难以保存。

因此，研究异常压力与天然气藏形成的关系，关键在于要分析异常压力带与天然气生成、运移和聚集的时空关系，搞清异常压力带与烃源岩、储层、天然气运移途径的空间相对位置、天然气生排高峰期与异常压力的分布状况和演化特征的关系、成藏过程中异常压力的分布变化等。

第四节　前陆盆地油气分布规律

一、油气藏分布的有序性

1. 油气藏类型及其分布有序性

前陆盆地的构造特征决定了盆地内油气藏类型的多样性，主要包括构造、地层、岩性及复合油气藏（图 6－16）。由于前陆盆地内不同构造带变形样式不同，圈闭类型差异也非常明显，决定了在不同构造带存在着不同的油气藏类型组合。一般而言，在前陆盆地中，邻近构造活动带一侧多发育与冲断作用有关的构造油气藏，而另一侧坳陷、斜坡或前缘隆起区则多发育岩性、地层和复合类型的油气藏。

油气藏类型	实例
背斜	中坝；柯克亚；部善
断背斜	呼图壁；老君庙；克拉2
盐拱背斜	人宛齐
断块	冷湖四号
复合	卡因迪克；克拉玛依

图6-16 中西部前陆盆地冲断带油气藏类型

（1）褶皱冲断带油气藏类型

冲断带构造挤压作用明显，圈闭类型众多，以构造圈闭为主，包括背斜油气藏、断层油气藏和复合油气藏。不同类型前陆冲断带油气藏类型有所不同，叠合型前陆冲断带以发育背斜油气藏为特征，如库车前陆冲断带、准南前陆冲断带、塔西南前陆冲断带等；而早期型前陆冲断带以发育复合、岩性和断层型油气藏为特征，如准噶尔西北缘前陆冲断带、川西龙门山前陆冲断带等；晚期型前陆冲断带类型较复杂，除与背斜相关的油气藏外，断层、岩性、地层和复合油气藏也占有很大的比例，如柴北缘前陆冲断带和酒泉前陆冲断带等。

前陆冲断带背斜油气藏是前陆冲断带常见的油气藏类型，也是主要的油气藏类型，包括挤压背斜油气藏、断层复杂化的背斜油气藏、盐拱背斜油气藏等。受挤压作用而成，背斜的分布一般平行于造山带成带状，形态上背斜两翼一般不对称，造山带一侧平缓，而向坳陷一侧比较陡，有的甚至为平卧褶皱。较为典型的背斜气藏为川西龙门山冲断褶皱带的中坝背斜气藏、塔西南的柯克亚背斜油气藏及吐哈台北缘的鄯善三叠系油气藏等。由于前陆冲断带构造挤压强烈，断层发育，背斜多与断裂相伴并被断层所切割，形成断背斜油气藏，如呼图壁气藏、老君庙油藏、克拉2气藏等，其中呼图壁气藏为被断层切割背斜油气藏，老君庙油藏为断层传播褶皱背斜油气藏，克拉2气藏为被动顶板双重构造背斜油气藏。在我国西部前陆盆地中，由于挤压作用及厚层古近系膏盐变形作用的影响，盐拱背斜油气藏也是背斜油气藏类型之一，如库车前陆盆地大宛齐油藏等。

断层油气藏主要有断鼻和断块油气藏。断块油气藏是由若干断层相互切割形成的油气圈闭，如柴北缘冲断带中冷湖—南八仙构造带的冷湖四号、鱼卡等均为断块油气藏，另外在吐哈前陆盆地断块油气藏比较发育，占该区油藏总数的37%，其储量占总储量的31%，其中比较典型的有巴喀油田的柯7、柯10和巴21断块油藏，温西10、温南2、玉东1断块油藏等。

受构造和岩性等叠合作用的影响，中西部前陆盆地复合型油气藏也较发育，主要包括构造—岩性油气藏、岩性—构造油气藏及其他复合油气藏等。准噶尔西北缘克拉玛依油田以发育复合油气藏为特征。在复合油气藏中构造—岩性油气藏指在一定构造背景上以岩性为主的圈闭形成的油气藏，如准噶尔盆地南缘卡因迪克背斜卡6井安集海河组、紫泥泉子组油藏等，另外在吐哈盆地同样存在此类油气藏，如丘东气田的七克台—三间房组、西山窑组气藏和温吉桑1号的温2块七克台—三间房组油藏等。岩性—构造油气藏是以构造圈闭为主，岩性又使圈闭复杂化，造成油水或气油边界不在同一等高线上，如吐哈丘东气田X2气藏。

（2）前渊坳陷—斜坡带

中西部前陆盆地的前渊坳陷—斜坡带构造变形虽然较弱，但由于受到挤压作用较强的影响，最为发育的油气藏类型为复合型油气藏，如背斜岩性油气藏、断层岩性油气藏等，如川西白马庙气田、大兴西气田及平落坝侏罗系次生气藏，鄂尔多斯西缘前陆坳陷—斜坡带和中拐凸起斜坡带油气藏等，部分前陆盆地在前渊坳陷—斜坡带发育深盆气藏（图6-17）。

（3）前缘隆起带

前缘隆起是前陆盆地的重要组成部分，它是岩石圈受构造侵位产生挠曲变形的均衡补

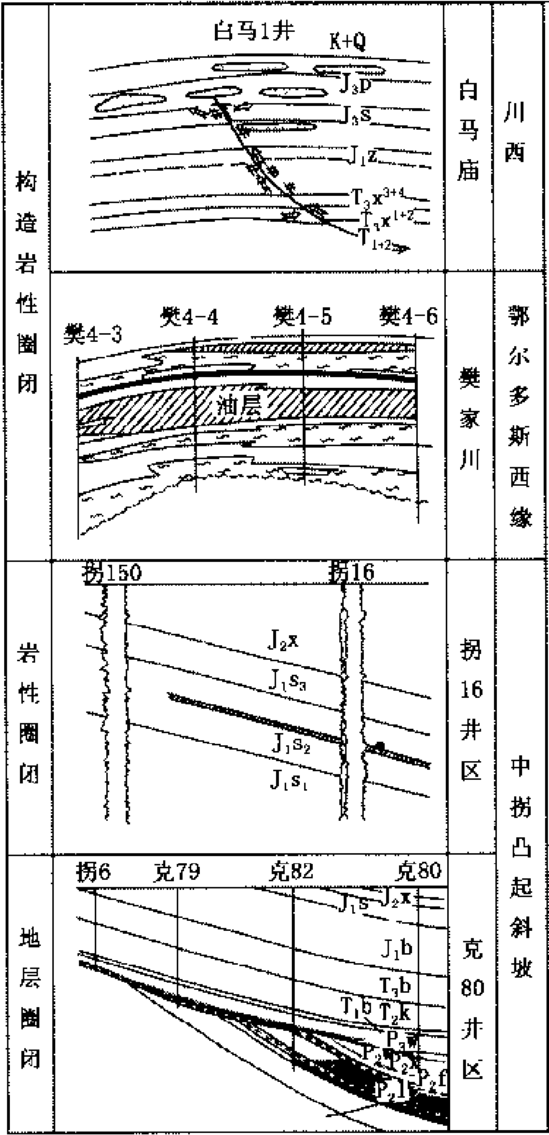


图 6－17　前陆前渊坳陷—斜坡带油气藏类型

偿，整体表现为拱张背景，且往往伴随张性正断层的发育。由于中西部前陆盆地具有多期叠合的特点，对于早期前陆盆地形成的前缘隆起往往为后期构造所改造或叠加，使得早期形成的前缘隆起构造结构复杂化，从而导致其油气藏的类型也多样化，但仍以构造油气藏为主，也有与不整合有关的地层油气藏（周新源，2002），如库车前陆盆地前缘隆起发育的牙哈凝析气藏等（图 6－18）。

2. 油气相态类型及其分布的有序性

前陆盆地不同构造带的沉积层系厚度、褶皱断层的发育程度以及烃源岩分布有所差别，使得油气相态在不同构造带不同。前陆冲断带由于前陆层序厚度较薄，烃源岩成熟度低，再加上冲断带受改造破坏较强，因此前陆冲断带以发育油藏或残余油藏为主，只有在靠近坳陷的前排冲断带才发育气藏。前陆坳陷中生界煤系烃源岩成熟度高，且下部被动陆缘时期的近海湖相烃源岩油气难以运移到中生界以上的储盖组合中，油气相态以高过成熟的天然气为主。前缘斜坡由于烃源岩成熟度低，以发育凝析油气藏为特征。前缘隆起由于烃源岩成熟度低、且有克拉通盆地海相或近海湖相烃源岩的影响而使得此区以发育油藏或凝析油藏为特征。

我国中、新生代前陆盆地沉积期间，由于前陆盆地有一个为造山带环绕的内流水系的沉积背景，加上造山带在碰撞效应下显著上升和扩大，导致物源区供应充足，因而往往形成较高的沉积速率。沉积速率在川西北、鄂尔多斯西缘（T_3）和库车分别为 150m/Ma、180m/Ma 和 300m/Ma 以上，而在塔西南喀什凹陷第四系的沉积速率超过了 500m/Ma。

前陆盆地形成期高速巨厚的沉积对烃源岩生烃起了很关键的作用。受到前陆盆地造山带挤压逆冲作用的影响，前陆坳陷沉积物厚度大，其次为前陆逆冲带和斜坡带，这种不同构造带上沉积物厚度的差异最终导致烃源岩成熟度也平行于造山带分布，沉降凹陷的烃源岩成熟度较高，而在逆冲带和斜坡带烃源岩成熟度较低，造成油气在平面上呈环带状分布，沉积凹陷以产气、凝析气为主，而逆冲带和斜坡带和前缘隆起油/气比增大。以下主要以库车前陆层序沉积引起的烃源岩成熟作用的差异为例，说明油气相态类型的区域分布特征。

库车前陆盆地已证实的烃源岩为中侏罗统的恰克马克组、克孜勒努尔组和阳霞组，中、

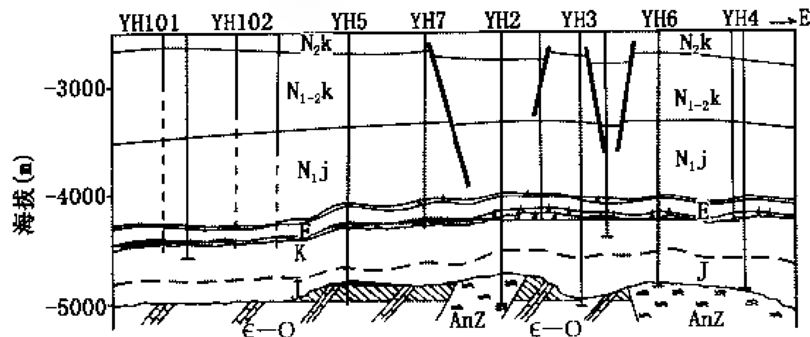


图 6－18　库车前陆盆地前缘隆起牙哈凝析气田地质剖面图

上三叠统的塔里奇克组和黄山街组。由于沉降中心平行于造山带，中生界坳陷型盆地（J—K）沉降中心的方向与新生代再生前陆盆地沉降中心的方向较一致，只是再生前陆盆地沉积期的吉迪克组—库车组沉降中心平行向盆地位移，总体来说再生前陆盆地沉积期间厚度大，对烃源岩成熟起的作用也大，使得现今烃源岩的成熟度分布趋势基本与再生前陆盆地期间新近系的沉降中心较一致。

库车前陆盆地拜城凹陷中侏罗统烃源岩成熟度（R_o）可达 1.8%，中三叠统黄山街组 R_o可达 2.0%以上，形成了一个高过成熟的生气中心，在逆冲带及斜坡带烃源岩成熟度 R_o多低于 1.3%，以生油为主。库车前陆盆地油气分布基本上与烃源岩成熟度的分布相吻合。围绕生气中心分布有克拉 2 气田、大北 1 气藏，天然气成熟度较高，为干气，与气源岩成熟度相匹配；由沉降凹陷向逆冲带和斜坡带，油气藏演变为凝析气藏、挥发性油藏和油藏，如依南 2 湿气藏、提尔根凝析气田、牙哈凝析气田、英买 7 凝析气田、羊塔克凝析气田和玉东 2 凝析气藏等（图 6－19）。

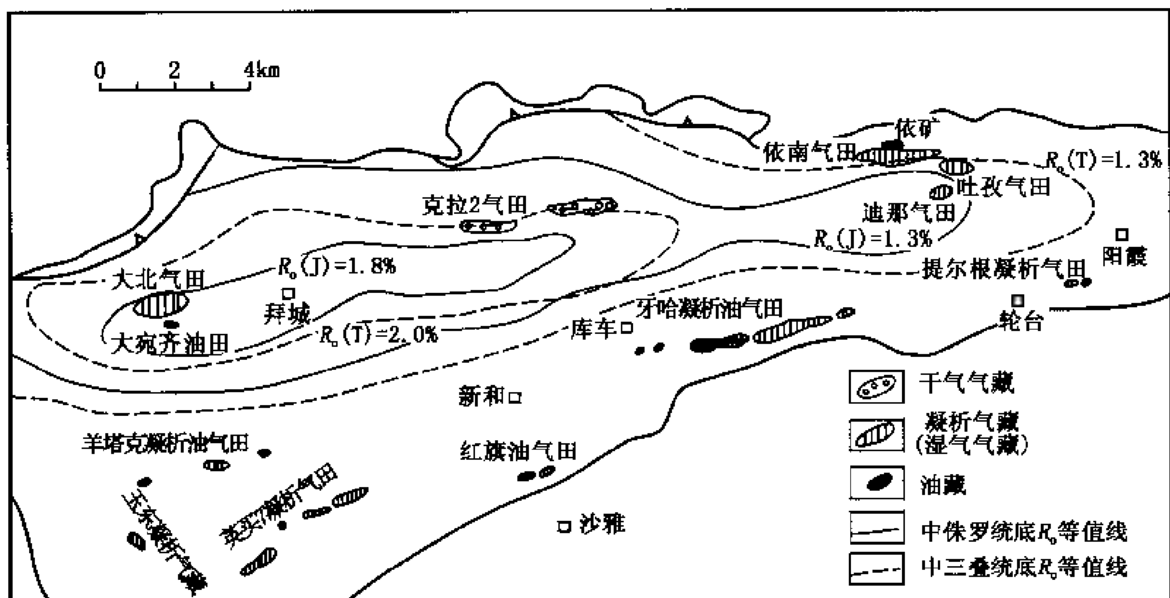


图 6－19　库车坳陷烃源岩成熟度及油气藏类型平面分布图

二、油气藏分布的复杂性

1. 前陆盆地类型差异与油气分布的多变性

从前陆盆地演化、充填层序、构造叠加等特征来看，我国中西部发育有三种前陆盆地系统组合类型，即叠加型前陆盆地、早期型前陆盆地和晚期型前陆盆地。前陆盆地油气地质特征研究表明，不同类型前陆盆地油气分布具有多变性，同一类型的前陆盆地由于构造背景、沉积层序、烃源岩的差异性油气分布也不同，这些造成了我国中西部前陆盆地油气分布的多变性。

西部叠加型前陆盆地由于晚期再生前陆盆地巨厚沉积层序的覆盖，使得油气的分布在纵向上主要分布于白垩系以上的目的层中，如塔西南前陆盆地柯克亚凝析气田主要储层为新近系，阿克1井天然气聚集层位为白垩系，库车前陆盆地主要油气藏也主要分布于白垩系—古近系，如克拉2气田、迪那1气田、迪那2气田等，古近系和白垩系也是准南叠合型前陆盆地的主要目的层。早期型前陆盆地油气在纵向上主要分布于中生界沉积地层中，如川西前陆盆地侏罗系和三叠系是目前发现的油气藏的主要储层，准噶尔西北缘的油气也主要聚集于这两套地层之中。晚期型前陆盆地主要发育在甘肃和青藏地区，形成于喜马拉雅期，早期前陆盆地不发育或被破坏，晚期走滑—冲断改造较强，以柴北缘前陆冲断带为典型，由于走滑冲断层的切割，油气纵向分布跨度较大，从盆地基底的不整合面到中生界、古近系和新近系中都有分布。

三类前陆盆地油气不仅在层序分布上具有多变性，而且在前陆盆地不同构造带的分布也有所差别。叠加型前陆盆地由于前陆坳陷沉积较厚，断层不发育，油气分布较少，部分前陆盆地前陆斜坡带的油气分布也很零星，如塔西南的叶城凹陷、喀什凹陷和麦盖提斜坡、库车的拜城凹陷和阳霞凹陷、准噶尔南缘的昌吉凹陷和前陆斜坡带；而经历后期改造作用较强的早期型前陆盆地前陆坳陷中油气分布较叠加型前陆盆地较普遍，如川西前陆盆地白马庙气田等分布于前陆坳陷之中，前陆层序沉积以后断层的沟通起了很重要的作用。

除了不同类型前陆盆地以外，同一类型的前陆盆地油气分布也有所不同。叠加型前陆盆地油气分布虽然主要受到晚期前陆盆地构造和沉积的控制，但早期前陆盆地（主要是晚海西—印支期）构造带的分布对现今油气的分布也有重要的影响，最典型的是早期前陆盆地的前缘隆起是晚期前陆盆地发育时期油气聚集的重要构造区带，前缘隆起的发育程度不同、分布不同造成的油气分布特征也有所不同。如库车叠加型前陆盆地是晚海西—印支期被动陆缘的前陆盆地与喜马拉雅期再生前陆盆地叠合而成，目前的轮台凸起中分布的牙哈凝析气田等处于早期前陆盆地的前缘隆起构造位置，古隆起是油气运移的重要指向区，控制了现今的油气聚集和调整，同样准南和吐哈叠合型前陆盆地前缘隆起中也聚集了现今一些大油田。但这种前缘隆起在塔西南叠加型前陆盆地发育和保存较差，对油气的控制也不明显。

晚期型前陆盆地之间油气分布规律也随盆地的不同而有所差异，如柴北缘和酒泉前陆盆地（冲断带），前者冲断带逆掩推覆距离较短，主要表现为垂向运动，现今造山带下部没有被掩埋的烃源岩，造山带之下油气分布较少，而酒泉冲断带逆掩推覆距离较长，造山带推覆于白垩系生油凹陷之上，造山带之下发现了大型的窟窿山油田。

川西前陆盆地和准西北缘前陆盆地同属早期型前陆盆地，但由于受到后期的改造和叠

加沉积层序的不同而使得油气分布特征和勘探的潜力差异很大。准噶尔西北缘前陆盆地的演化主要经历了三个大的演化阶段：石炭—二叠纪的碰撞挤压、前陆冲断带和前陆坳陷的形成阶段，三叠纪—中侏罗世推覆体继承发展、逆掩活动减弱阶段，中侏罗世以后的推覆体停止活动并下沉掩埋阶段（贾承造等，2000）。中侏罗世以后，准噶尔西北缘早期型前陆盆地受到喜马拉雅期构造的改造很弱，使得前期油气的保存条件较好，在周缘前陆盆地冲断带富集了大型油田（图6－20），而在玛湖凹陷中心油气富集程度较差。川西前陆盆地形成于晚三叠世，晚白垩世以后除在局部地区以外，主要表现为抬升剥蚀，喜马拉雅期冲断改造作用较强，尤其是在川西前陆盆地的南段，受到改造作用影响，早期冲断带的油气保存条件较差，多被破坏，而在前陆坳陷中保存条件较好，油气较好富集。

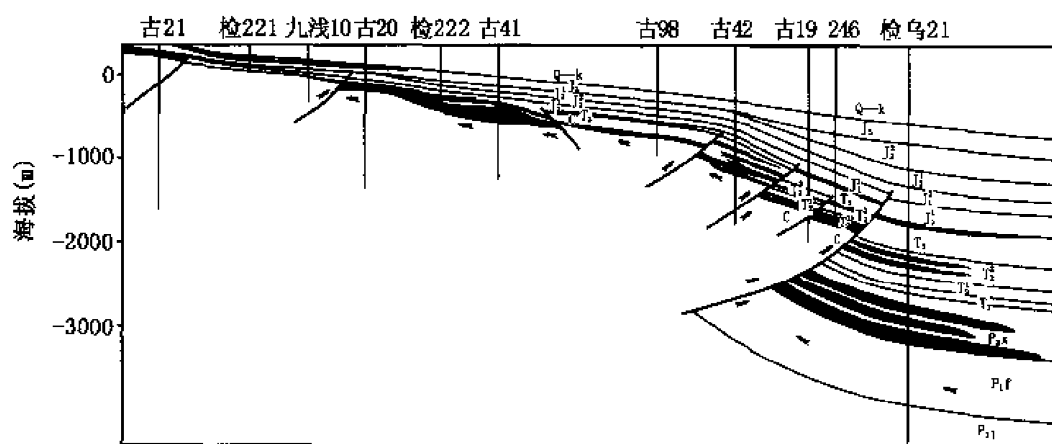


图6－20　准噶尔西北缘地质剖面图

2. 烃源岩类型的多样性与油气成因类型的复杂性

从天然气碳同位素特征看，我国前陆盆地天然气碳同位素特征分布范围较窄，分布于陆相腐殖型气的范围，显示我国中西部前陆盆地天然气主要来源于煤系地层。根据碳同位素特征，又可将中西部前陆盆地煤成气划分为成熟—高成熟气（A）、高过成熟气（B）、高过成熟晚期阶段聚集气（C），以成熟—高成熟气（A）为主，分布于库车、塔西南、准南、川西等地区，高过成熟气如柴北缘的南八仙气藏，高过成熟晚期阶段聚集气有克拉2气藏，这种成熟度的差别可以从天然气干燥系数和甲烷碳同位素值得到很好的反映（图6－21）。

我国中西部前陆盆地的原油根据地球化学特征划分为四大类，即残留海－（潟）湖相原油、淡水湖相油、白垩纪以后咸水—半咸水湖相油和煤成油。与国外典型前陆盆地原油类型（如西加拿大前陆盆地和扎格罗斯山前前陆盆地）相比，陆相原油发育是我国前陆盆地的典型特征，其中以环境多样的湖相油为主，其次为煤成油。

残留海—（潟）湖相油主要分布于准噶尔西北缘、准噶尔南缘东段、塔西南前陆盆地，其中准噶尔西北缘是这类原油的典型代表。准噶尔南缘前陆盆地残留海—（潟）湖相原油分布较为局限，主要在前陆盆地东部山前冲断带有所分布，齐古油田的三叠系油藏油属这种类型。吐哈盆地艾参1井重油（密度达$0.93g/cm^3$）也具有这类原油的地球化学特征。

中西部前陆盆地内陆淡水湖相油可分为两大类型。一种类型湖相油为来源于中侏罗统上部的湖相泥岩和油页岩，如柴北缘的鱼卡、库车羊塔克、玉东2、牙哈等原油；另一种为

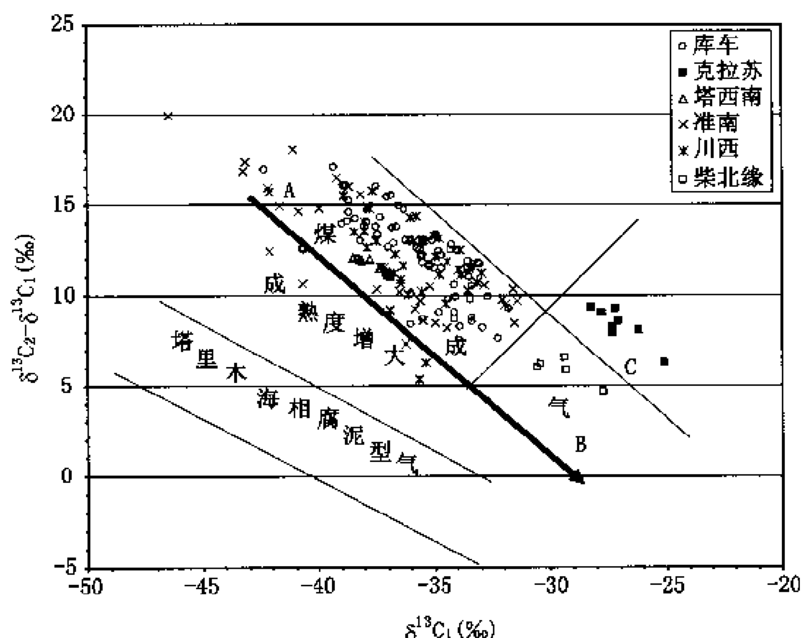


图 6-21 我国中西部前陆盆地天然气碳同位素组成及天然气类型判别

稳定的大型内陆湖盆相的湖相原油，如鄂尔多斯西缘南段的李庄子、马家滩、大水坑等油藏的油属该类型。

白垩—新近系咸水—半咸水湖相油主要分布于酒西、柴达木西部及准南前陆盆地或前陆冲断带中。除少量受调整和破坏和生物降解的油藏以外，该类原油以中高蜡的正常原油为主。由于烃源岩形成环境和有机质来源的差别，三个前陆盆地原油在地球化学特征上差别较大。

煤成油是我国中西部前陆盆地分布较广泛的一种原油类型，这种类型的原油主要分布于吐哈、柴北缘、库车、准南、塔西南等前陆盆地中，以吐哈前陆盆地为代表。从物性上看，有两种原油类型，一种为中高蜡的正常原油，另一种为中低蜡的凝析油。

同一盆地不同构造带中油气成因类型也有所差别。西部前陆盆地前陆冲断带和前缘隆起由于受到下部近海湖相烃源岩生成油气的影响而发育湖相原油以及湖相油与煤成油的混源油；前陆坳陷和前陆斜坡主要以中生界煤成油为主。中西部前陆盆地中的天然气几乎都来自中生界的煤系烃源岩，不同构造带的成因类型基本一致，只是成熟度和组分等有所不同。

3. 构造分段性与油气分布的差异性

前陆盆地构造的分段性、差异性决定了前陆盆地不同构造段油气成藏特征、油气分布规律及油气丰度的差异（宋岩，2005），这些差异性广泛见于中西部的前陆盆地或冲断带中，如库车、准南、准噶尔西北缘、川西、塔西南等。以下主要以准南前陆冲断带为例加以说明。

总体上，准南前陆冲断带可以分为东、中、西三段：前陆冲断带东段在构造上位于阜康凹陷以南、博格达山以北、奇台凸起以西至乌鲁木齐以东的地区，包括阜康断裂带、三台凸起和博格达山前凹陷三个次级构造单元，已发现三台油田、甘河油田和马庄气田。前陆冲断带中段在构造上位于昌吉坳陷以南，北天山以北，四棵树凹陷以东至乌鲁木齐以西的地区，可分为山前推举带、凹中构造带和凹北构造带，也就是常说的第一、第二和第三

排背斜带。该构造带已发现齐古油田、呼图壁气田和吐谷鲁油气田。前陆冲断带西段在构造上位于车排子凸起以南、北天山以北、昌吉坳陷以西的地区，可细分为托斯台断褶带、高泉—乌苏凹陷带、卡因迪克挠褶带三个次级构造单元，发育有5种成因类型的局部构造：重力滑脱型构造、泥底辟褶皱（独山子—高泉背斜）、断层传播褶皱（将军沟北背斜）、挤压褶皱（西湖背斜）、挠折构造（卡因迪克背斜），其中高泉—乌苏向斜区是四棵树凹陷沉积、沉降中心，为生烃中心区，该地区已发现独山子油田和卡因迪克油田。

准南前陆冲断带东段主要发育有中、下侏罗统、上三叠统小泉沟群和中二叠统三套烃源岩；该区主要储层有侏罗系、三叠系和二叠系，比较好的储层有齐古组、头屯河组、克拉玛依组、韭菜园子组和梧桐沟组；主要圈闭类型为断块、断鼻、断背斜等；该区的输导体系由不整合面、砂体和断层构成，其中断裂的作用更为明显。从目前的发现看，油气主要来自于二叠系湖相烃源岩，以油为主。

准南前陆冲断带中段主要发育有下白垩统吐谷鲁群、中下侏罗统和中二叠统三套烃源岩；该区主要储层有古近—新近系、白垩系、侏罗系和三叠系；该区绝大部为背斜型圈闭；该区的输导体系由砂体和断裂构成，油气成藏明显受断裂控制，尤其是沟通侏罗系烃源的张性断裂，否则油气难以逾越吐谷鲁群或安集海河组泥岩盖层大量进入上部圈闭，这是第二排、第三排构造带古生新储式油气藏形成的必要条件。

准南前陆冲断带西段主要发育有中下侏罗统和古近系安集海河组两套烃源岩；该区主要储层有古近—新近系、白垩系吐谷鲁群，其次为侏罗系。总体上，在北部隆起区储集物性较凹陷区好。艾卡断裂带白垩系以上层位主要发育低幅度背斜构造，侏罗系及以下层位为断鼻构造（或单斜构造），圈闭类型多样，多数圈闭形成较晚，主要为喜马拉雅期；高泉—乌苏向斜区的西湖背斜、高泉背斜、独山子背斜等处于凹陷沉积中心，圈闭形成主要在喜马拉雅期；托斯台构造从燕山期具雏形，喜马拉雅期定型，并具有明显挤压构造特征，断裂发育且规模大。该区的输导体系由不整合面、砂体和断层构成。油气成藏模式可以总结为侏罗系生成的油气沿不整合面由凹陷区向艾卡断裂带方向进行侧向运移，并沿艾卡断裂及其次级断裂再垂向运移，在卡因迪克构造圈闭聚集成藏，如卡6井侏罗系和古近—新近系油藏。而对于凹陷区及其南部的圈闭，则主要靠断裂沟通油气方可成藏，如西湖、高泉和独山子背斜。

4. *烃源灶与冲断带的叠合性与油气富集区带的不同*

前陆冲断带石油勘探实践表明，冲断带与烃源岩叠合对油气运聚极为有利，使得冲断带成为油气勘探的重要地区。国外诸多典型的含油气前陆盆地均具有这种叠合特征，如中东扎格罗斯盆地、西加拿大盆地、落基山前陆盆地、喀尔巴阡前陆等。目前我国前陆盆地的油气发现多在前陆冲断带，冲断带不仅形成大规模的构造圈闭，为油气成藏提供有利的圈闭条件，同时，冲断带由于构造挤压，发生逆冲推覆，使构造圈闭叠置于中生代坳陷期烃源中心上，使冲断带具有强的烃源充注条件而有利于油气藏的形成。总结中西部前陆盆地冲断带与烃源灶的叠置可以看出，不同类型的前陆盆地叠置程度不同，从而控制了油气的富集程度。叠加型前陆盆地和晚期型前陆盆地在喜马拉雅期前陆冲断构造活动强烈，冲断带往往叠加在早期坳陷带之上，即冲断带与烃源灶纵向叠加，冲断带广泛发育的断层作为沟通二者的通道，例如，库车、准南、柴北缘、酒泉前陆冲断带叠加在侏罗系生烃凹陷之上（图6－22、图6－23）。这两类前陆盆地冲断带之上发育巨

厚的晚期前陆层系，提供了较好的保存条件。因此，叠加型和晚期型前陆盆地的冲断带是油气勘探的有利地区（宋岩，2005）。



图6－22 库车前陆冲断带与生烃灶的叠置



图6－23 酒西前陆冲断带与生烃灶的叠置

早期型前陆盆地晚期前陆逆冲构造不发育，仍然保留着早期前陆盆地的面貌。主力烃源岩又与早期前陆同期，早期冲断带与前渊带的生烃凹陷相邻发育，即在纵向上叠加较差。

这类前陆盆地冲断带勘探潜力取决于冲断带的保存条件。例如，准西北缘冲断带被中生代地层整体覆盖，成为油气的有利聚集带（图 6－24）；而川西前陆盆地早期冲断带上覆盖层不发育，油气藏破坏强烈，油气勘探潜力受到很大影响，这类前陆盆地油气勘探的有利地区不是冲断带，而是坳陷带（图 6－25）。

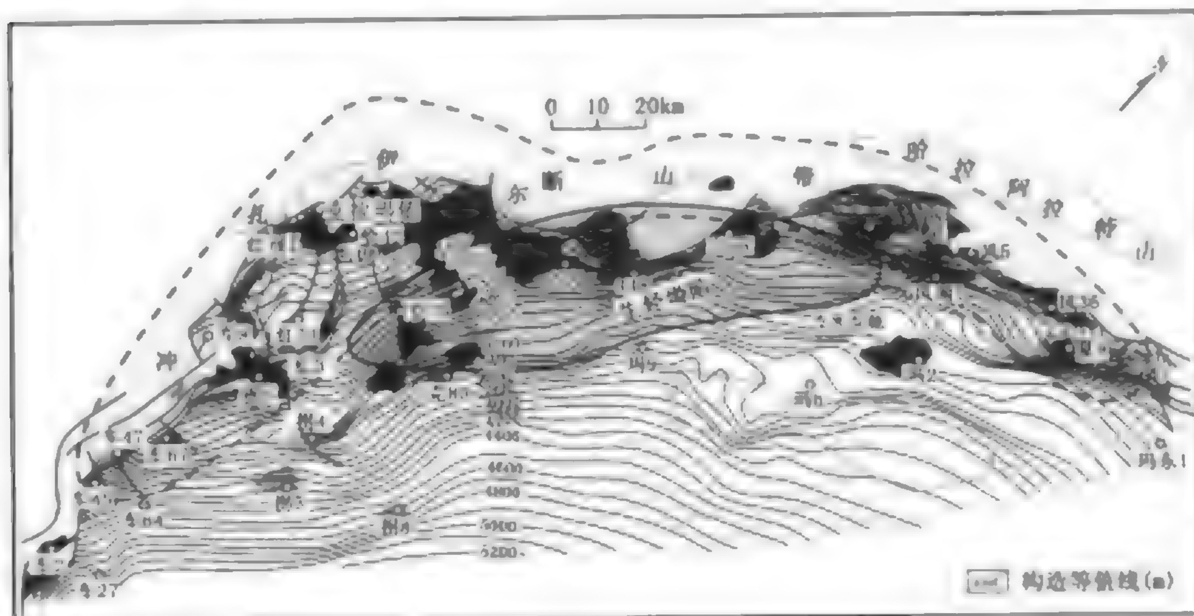


图 6－24 准噶尔西北缘冲断带与生烃灶的叠置

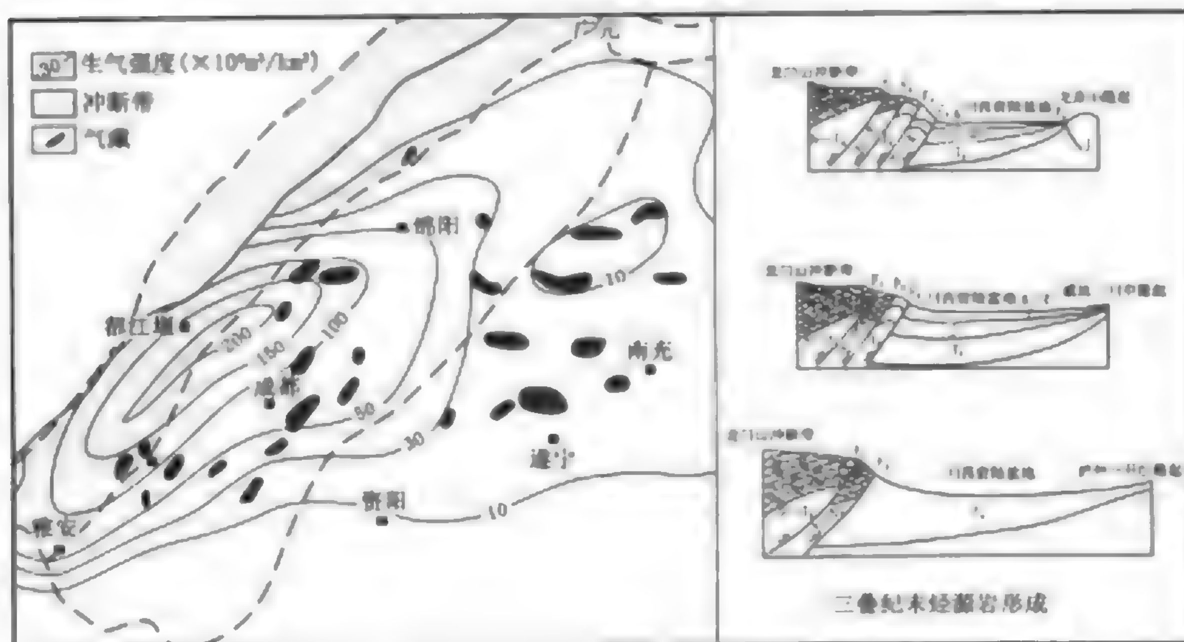


图 6－25 川西前陆冲断带与生烃灶的叠置

参考文献

陈发景等.1992.中国中、新时代含油气盆地构造和动力学背景:现代地质,6(3):317~327

陈书平,汤良杰,贾承造,皮学军,谢会文.2004.库车坳陷西段盐构造及其与油气的关系.石油学报,25(1):30~34

何登发,吕修祥,林永汉,董大忠.1996.前陆盆地分析.北京:石油工业出版社,203~210

何登发,周路,雷振宇,贾进斗,陈伟.2002.断层相关褶皱原理在前陆冲断带构造建模中的应用.见:中国石油勘探与生产分公司编.中国中西部前陆盆地冲断带油气勘探文集.北京:石油工业出版社,210~228

贾承造,何登发,雷振宇,周路,贾进斗,王桂宏.2000.前陆冲断带油气勘探.北京:石油工业出版社,32~33

贾承造,魏国齐,李本亮,肖安成,冉启贵.2003.中国中西部两期前陆盆地的形成及控气作用.石油学报,24(2):13~17

贾承造,魏国齐,2002.塔里木盆地构造特征与含油气性.科学通报,47(增刊):1~8

贾承造,赵文智,魏国齐,刘德来,张君峰.2003.盐构造与油气勘探.石油勘探与开发,30(2):17~19

贾东,卢华复.1997.塔里木盆地北缘库车前陆褶皱 冲断构造分析.大地构造与成矿学,21(1):1~8

刘和甫.1995.前陆盆地类型及褶皱—冲断层样式.地学前缘,(3~4):59~68

宋岩,方世虎,赵孟军等.2005.前陆盆地构造分段特征及其对油气成藏的控制作用.地学前缘,12(3):31~38

宋岩,赵孟军,柳少波等.2005.中国三类前陆盆地油气成藏特征.石油勘探与开发,32(3):1~6

汤良杰,金之钧,贾承造,皮学军,陈书平,谢会文,王子煜.2004.库车前陆褶皱—冲断带大型盐推覆构造.地质学报,78(1):17~23

王华,吴巧生.1998.前陆盆地类型及其沉积动力学研究综述.地质科技情报,17(3):12~18

魏国齐,贾承造,施央申等.2000.塔里木盆地新生代复合再生前陆盆地构造特征与油气.地质学报,74(2):123~133

魏国齐,贾承造.1998.塔里木盆地逆冲带构造特征与油气.石油学报,19(1):11~17

吴运高,李继亮,樊太亮.2000.造山带逆冲推覆构造研究的主要新进展.地球科学进展,15(4):426~433

赵孟军,张水昌.2001.塔里木盆地天然气成因类型及成藏条件.中国石油勘探,(2):31~55

周庆凡,曹守连.1996.前陆盆地的石油地质特征及油气前景.国外油气勘探,8(5):523~529

朱夏.1965.我国中新生界含气盆地的大地构造特征及有关问题.见:中国大地构造问题.北京:科学出版社

Bally A W, Snelson S. 1980. Realms of Subsidence, in Miall A D (ed) . Facts and prinlciples of world petroleum occurrence. Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 6, 9~94

Bethke C M, Marshal S. 1990. Brine migration across North America—the plate tectonics of ground water. Annual Review of Earth Planetary Sciences, 18: 287~315

Dickinson W R. 1974. Plate tectonics and sedimentation. In: Dickinson W R ed. Plate Tectonics and Sedimentation. Spec. Publ. Soc. Econ. Paleont. Miner, Tulsa, 22, 1~27

Graham S A, HendriX M S, Wang L B *et al*. 1993. Collisional successor basins of western China: Impact of tectonic inheritance on sand composition. , Geo, Soc. of Amer. Bull. Vol. 105, 323~344

Hunt J M. 1995. Petroleum geochemistry and geology (2nd edition) . New York: Freeman, 296~298

Lu Huafu, Howell D G, Jia Dong, Cai Dongsheng, Wu Shimin, Chen Chuming, Shi Yangsheng. 1994. Rejuvenation of the Kuqa foreland basin, northern flank of the Tarim Basin, Northwest China. International Geology Review, 36, 1151～1158

Luo X R, Vasseur G. 1992. Contributions of compaction and aquathermal pressuring to geopressure and the influence of environmental conditions. AAPG Bulletin, 76: 1550～1559

Mitra, S. 1986. Duplex structures and imbricate thrust systems: Geometry, structural position and hydrocarbon potential: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Vol. 70, 1087～1112

Mosar J, Suppe J. 1991. Role of shear in fault-propagation folding: in K R McClay (ed). Thrust Tectonics: Chapman & Hall, London, 123～132

Osborne M J, Swarbrick R E. 1997. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A reevaluation. AAPG Bulletin, 1997, 81 (6): 1023～1041

Sleep N H, Blanpied M L. 1992. Creep, compaction and the weak rheology of major faults. Nature, 359: 687～692

Suppe J, Chang Y L. 1983. Kink method applied to structural interpretation of seismic sections, western Taiwan: Petroleum Geology of Taiwan, No. 19, 29～49

Suppe J, Chou G T, Hook S P. 1992. Rates of folding and faulting determined from growth strata: in K. R. McClay, ed., Thrust Tectonics: Chapman & Hall, London, 105～121

Suppe J, Medwedeff D A. 1990. Geometry and kinematics of fault-propagation folding: Eclog. Geol. Helv., Vol. 83 (Laubscher vol.) 409～454

Suppe J. 1983. Geometry and kinematics of fault bend folding. Amer. Jour. Sci., Vol. 283, 684～721

Suppe. J. 1984. Seismic interpretation of compressively reactivated normal fault near Hsinchu, western Taiwan: Petroleum Geology of Taiwan, No. 20, 85～96

第七章　被动裂谷盆地油气藏形成与分布规律

裂谷盆地不仅是研究地球地质演化史的重要基础，而且也是烃类聚集的有利区。Paul和Lisa等（2004）将含油气盆地分为六大类，并统计出877个世界大型油气田（探明储量超过5×10^8bbl油当量）中，31%的油气田分布在大陆裂谷型盆地中。裂谷盆地在我国油气勘探开发中也占有十分重要的地位。中国东部的松辽、渤海湾等盆地都是中、新生代发育的裂谷盆地，油气储量和产量在我国整个储量和产量中的比例在70%以上。近5年来，油气储量和产量仍保持稳中有升，除在渤海湾发现蓬莱19－3等多个亿吨级大油田外，地层—岩性油气田是主要的勘探目标和储量增长的来源。

自1993年中国石油天然气集团公司实施跨国油气勘探开发以来，截至2005年底已经在21个国家拥有53个项目，其中在非洲中部苏丹共和国的3个大型油气勘探开发项目，即1/2/4区项目、6区项目和3/7区项目是最成功的。通过勘探实践和研究，建立了不同于中国东部主动裂谷盆地的被动裂谷盆地地质模式和成藏模式（童晓光等，2004），发现了Palogue等世界级大油田（窦立荣，2005），石油地质储量从1997年底到2005年底净增长10×10^8t以上，预计到2006年底在苏丹3/7区和6区将分别建成1000×10^4t和200×10^4t生产能力的油气生产区，届时在苏丹的作业产量将达到2700×10^4t以上，成为中国在海外最大的原油生产区。本章在简要总结中国东部主动裂谷盆地油气藏形成和分布规律的基础上，以苏丹Muglad和Melut盆地为例，重点论述被动裂谷盆地的油气藏形成和分布规律。

第一节　陆内裂谷盆地的成因类型与分布

“裂谷”一词是Gregory（1894）研究东非地堑时提出的。裂谷、古裂谷和被动边缘构成一个成因上相关的盆地群，在盆地类型系列中占重要地位（Lowell，1985）。在地质历史时期，有几个大致独立的裂谷作用期，在此间大型裂谷系的发育使泛古陆型超大陆解体（Sengor和Burke，1978；Morgan和Baker，1983）。裂谷作用只是拉张过程中的一部分，每一阶段都具有其特殊的地质演化史。裂谷盆地在全球广泛分布，主要沿板块边缘分布（图7－1）。裂谷盆地的分布与板块构造的分离或碰撞有密切关系。总体可以划分为三大裂谷体系。一是大西洋型裂谷系，主要形成于大陆板块的开裂时期，可能是对流环重新调整的结果（Ziegler，1992）。在南美东海岸和西南非海岸分布一系列的裂谷盆地，并逐渐演化为被动大陆边缘盆地，同时由于中非剪切带的走滑伸展作用，在非洲板块内部由于远源应力场的作用形成中非裂谷系和西非裂谷系。二是西太平洋型裂谷系，其形成是太平洋板块向欧亚板块俯冲的结果，如中国东部的裂谷盆地群。三是与板块碰撞有关的裂谷，一般是在陆—陆碰撞过程中和随后的应力场衰减过程中局部伸展形成的裂谷，如秘鲁的塔拉拉盆地等。

根据地壳演化史，可以将裂谷进一步划分为陆内裂谷、陆间裂谷和洋内裂谷（Khain，



图 7-1　世界主要裂谷盆地分布图

1992)。根据岩石圈伸展特征，裂谷作用可以划分为两类：主动裂谷和被动裂谷（Sengor 和 Burke，1978；Morgan 和 Baker，1983；Allen 和 Allen，1990)。在主动裂谷中，地壳变形与热柱或热席对岩石圈底部的上拱作用有关。来自地幔柱的热传导、岩浆作用生成的转换热或对流热可以引起地壳的减薄，即软流圈均衡上隆产生的张应力会引起岩石圈（地壳）的裂谷活动。中国东部渤海湾盆地就是主动裂谷盆地的典型实例。

第二节　主动裂谷盆地油气藏形成与分布规律

中国现代石油地质理论是在中国东部裂谷盆地的勘探开发过程中形成和发展起来的，是一部主动裂谷盆地石油地质学的形成过程。在 20 世纪 50—60 年代松辽盆地的勘探生产中，提出了“源控论”等油气成藏和勘探理论（李德生，1980；胡朝元，1982)。20 世纪 70 年代以来，在中国东部陆相裂谷盆地，尤其是渤海湾盆地勘探实践的基础上，提出了复式油气聚集（区）带理论（李德生，1980；胡见义等，1991)。随着地球物理勘探技术的提高，非构造油气藏（胡见义等，1986）逐渐成为东部裂谷盆地的重要勘探目标。在复式油气聚集理论和含油气系统思想的指导下，又提出了“满凹富油”论（赵文智等，2004)，为富油气凹陷的勘探提供了新的思路和方法。

一、主动裂谷盆地的形成与构造样式

中生代以来，由于太平洋板块向西俯冲，使中国东部陆壳产生一系列北北东方向的微型扩张。华北板块块断破裂，上地幔沿着地壳破裂带隆升，上地幔隆起区的范围达数百千米。在大型地幔隆起区的上部对应部位发育了近乎平行的两个裂谷盆地系统：一是从松辽盆地、渤海湾盆地、苏北—南黄海盆地、江汉盆地延伸到北部湾盆地的大型陆内裂谷盆地系，盆地的地壳厚度为 29～37km，其形成时间从侏罗纪到新近纪；二是从东海盆地、台湾

盆地、珠江口盆地延伸到莺歌海盆地的大陆边缘裂谷盆地系，具有28～30km的地壳厚度，其形成时间从白垩纪到第四纪。这些中、新生代盆地可能经历了多期的断陷—拗陷阶段。这种构造发展史上断拗交替的活动性，为我国东部含油气盆地内多层系含油创造了有利的条件（李德生，1986）。

1. 主动裂谷盆地形成和演化

渤海湾盆地面积为$20\times10^4km^2$，大规模张性断裂系统的发生和发展，与太平洋板块俯冲导致本区岩石圈垂直拱升有关。渤海湾盆地下伏的莫霍面隆起范围的直径可达300km，高度可达8km。在渤海海域古近系坳陷最深的部位有一个渤中重力高，地震反射资料表明，该处是古近系和新近系沉积厚达10km、坳陷很深的负向构造单元。但在此位置出现一个大型的圆形重力高异常带，根据计算，地壳厚度在渤中地区最薄，仅为29km，向四周增厚到31～34km。华北平原地区为33～35km，燕山山区为37～38km，太行山区为41～42km（图7－2）。

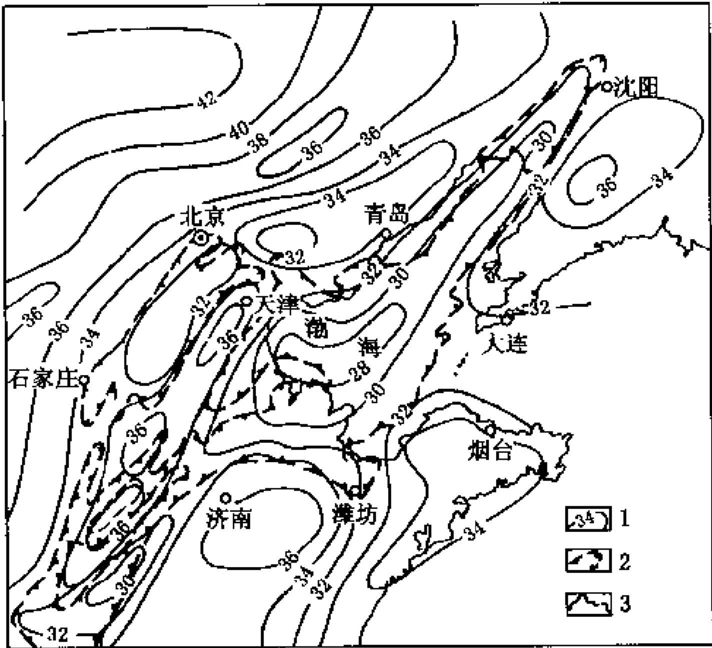


图7－2 渤海湾盆地区及邻区地壳等厚图
（转引自陆克政等，1997）
1—地壳厚度等值线（km）；2—古近纪断陷盆地区大致边界线（锯齿指向盆地区）；3—海岸线

渤海湾地区古近纪发育了65个小型裂陷盆地群。每个半地堑或地堑都是一个独立的沉降和沉积单元，具有一定的连通性和可比性。由于半地堑盆地与凸起对偶性、地形反差大、沉积物源近、湖盆深度变化大，形成了特有的沉积体系和沉积模式。在半地堑的陡侧形成粗厚的洪积物和水下冲积扇。在其缓坡一侧则有三角洲体系或带状砂沉积。生物滩、湖湾沙坝和滨滩平原沿着湖岸线发育。深水部位沉积有暗色泥岩和浊积砂体。在干旱或半干旱气候下，可形成盐层、石膏和泥岩组成的咸湖相蒸发岩。新近纪以来，多个断陷转变为大型统一坳陷（李德生，1986）。

古近纪有较强烈的火山活动，形成了沿盆地带，特别是盆地中深大断裂带分布的大量玄武岩地层，导致盆地区的大地热流值偏多，现今大地热流值为62.8～83.7mW/m²，而周围山区的现代热流值仅为44.4～54.4mW/m²。古近纪古热值可以达83.7mW/m²左右，明显高于现今热流值，同裂谷期地温梯度达到35～45℃/km（陆克政等，1997）。

2. 主动裂谷盆地的构造样式

由于莫霍面隆起的幅度很大，围绕渤海地幔柱，产生一系列缓断面的正断层，呈有规律地展布，总体呈向盆地中心倾斜，逐级下掉。多数断层的倾角为30°～50°，呈上陡下缓

的犁式断面。古近纪同裂谷期伸展率一般大于20%，最高可达100%以上。因此，绝大部分凹陷的总体构形为大型半地堑，半地堑内部还发育大量基底次级断层和盆地盖层断层，与凹陷边界的基底主断层构成各种复杂的连锁关系。单个半地堑一般长30～70km，宽（古近系分布范围）20～30km，深（古近系最大厚度）3000～6000m。半地堑多以北北东向或北东向走向，并且串联或斜列成带。

二、主动裂谷盆地的含油气系统特征

裂谷型含油气系统是一种重要的含油气系统类型。裂谷盆地发育的历史和烃源岩发育的层位控制了其含油气系统的形成和油气成藏模式。根据油气充注的特点和油气藏风格，可以将裂谷型含油气系统划分为前裂谷型、同裂谷型和后裂谷型三类。同裂谷型又细分为主动和被动型两亚类（窦立荣，2004）。渤海湾盆地是典型的主动裂谷型含油气系统。

1. 主动裂谷型含油气系统基本要素

（1）烃源岩

渤海湾盆地古近系烃源岩主要分布在孔店组、沙河街组和东营组，其中孔二段、沙四段上部、沙三段、沙一段、东三段和东二段是主要的烃源岩。就整个盆地而言，沙三段是最重要的烃源岩（图7－3），干酪根类型以Ⅱ型为主。由于断陷湖盆所处古地理位置不同，陆源植物与水生生物之间比例也不同。在渤海湾盆地内部断陷，水生生物发育，母质类型以偏腐泥的混合型为主，有机质丰度高，生烃强度较高，是形成大型油气田的有利地区，如东营、沾化、饶阳、歧口和辽西等凹陷。在紧邻大型隆起区的边缘断陷，受边缘陆源有机物质的影响，水生生物分布区较小，母质类型以偏腐殖的混合型或腐殖型为主，有机质丰度和生烃强度较低，有利于凝析气和甲烷气的形成，一般油气田规模较小，如辽东、南堡、廊固、霸县、惠民和南阳等凹陷（胡见义等，1991）。

（2）储层

渤海湾盆地位于近海地带，湖盆水介质以淡水—半咸水为主。在半干旱—半潮湿气候条件下，在湖盆沉积过程中河流水系起了主导作用，断陷湖盆的构造格局在很大程度上控制了湖盆的河流水系格局、河流规模和沉积作用。

断陷湖盆地质结构的不对称性控制了沉积上的不均一性。在大断裂一侧为坡降大的陡岸，岩相带粗且杂，相带窄、相变快，而且厚度大，常发育冲积锥（扇）、湖底扇和扇三角洲砂岩体；相对应另一侧为平缓的斜坡，相带宽而变化缓慢，岩性细，厚度小，主要分布大面积生鲕滩、藻礁灰岩、缓坡型湖底扇和扇三角洲砂岩体；在湖盆端部发育大型三角洲砂体，湖盆底部则分布透镜状浊积砂岩体。在多期块断活动控制下，湖盆的同一部分常分布不同类型的储集岩体，自下而上为冲积锥、湖底扇和扇三角洲砂体，并相互叠置，又有相互过渡关系。

古近纪裂谷的基岩是经过多次构造运动改造和风化溶蚀的沉积岩、变质岩和岩浆岩。它们一方面为古近纪断陷提供了沉积物源，导致砂岩的岩屑含量高（10%～25%），石英含量低（一般小于50%），长石含量一般为30%～50%，岩石类型以岩屑长石砂岩和长石砂岩为主，抗压实作用相对较低。孔隙度和渗透率随成岩作用的增强迅速降低。另一方面，基岩的溶解作用本身形成了有利的储集空间，为油气聚集提供了有利场所，从而使得“潜

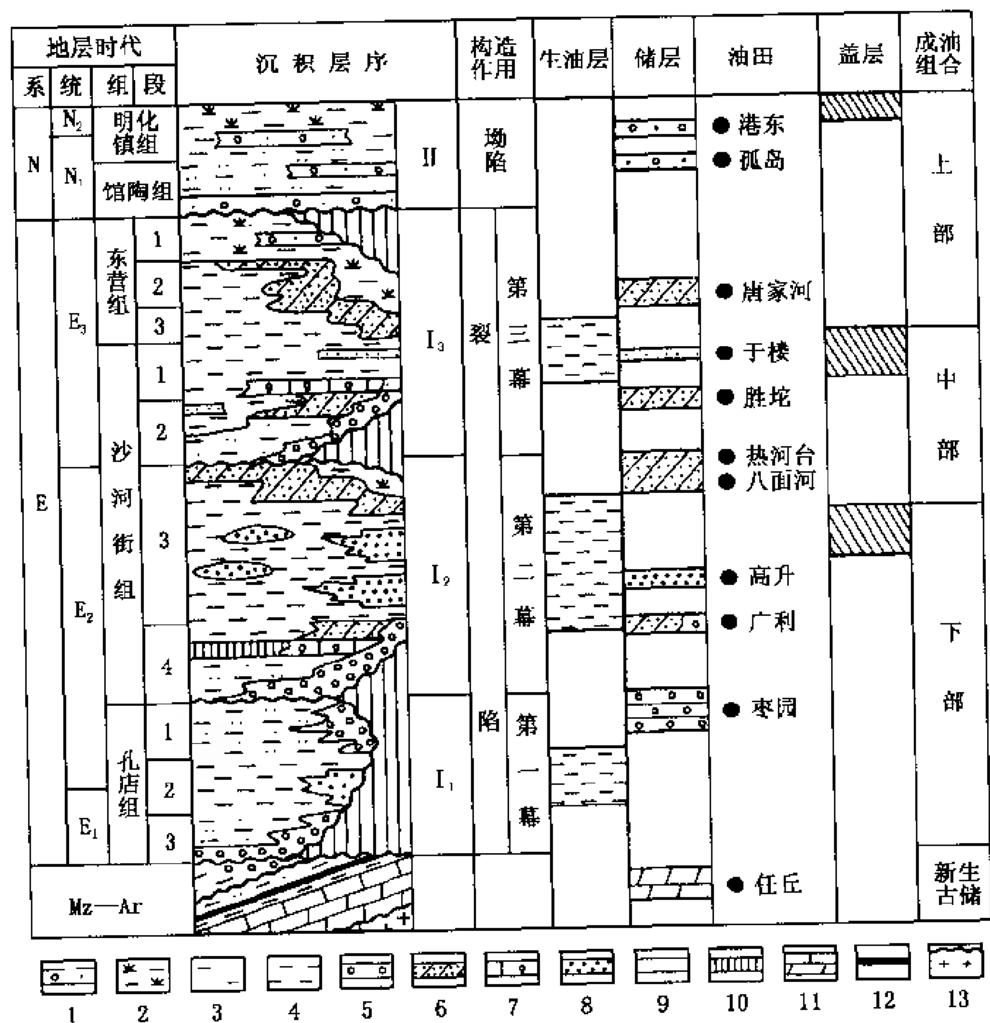


图 7-3 渤海湾盆地沉积层序与生储盖组合（据池英柳，1997）

1—河道砂；2—泛滥平原；3—冲积平原；4—湖相泥岩；5—冲积扇；6—（扇）三角洲；7—粒屑灰岩；8—浊积扇；9—滩坝砂；10—膏盐岩；11—石灰岩、白云岩；12—煤层；13—基底

山”圈闭成为渤海湾盆地重要的油藏类型。

(3) 盖层

渤海湾盆地古近纪同裂谷期多次热事件，不仅导致多套烃源岩的形成，而且也是多套区域盖层形成时期，为油气在同裂谷期层序中大量聚集提供了有利条件，形成多个成藏组合。总体上看，渤海湾盆地主要发育泥质岩盖层和膏盐岩盖层两大类岩性盖层，其中膏盐岩盖层仅在裂谷发育早期孔店组四段分布，泥质岩盖层分布在沙四段、沙三段、沙一段、东三段和后裂谷期层序中的馆陶组和明化镇组。其中沙三段和沙一段是全盆地最主要的区域盖层，使得同裂谷期层序中烃源岩生成的油气绝大部分运移聚集在同裂谷期层序和“基岩”地层中（图 7-3）。

2. 主动裂谷型含油气系统的划分

渤海湾盆地古近系烃源岩在各断陷中广泛分布，并整体进入成熟阶段。从古近纪烃源岩的平面分布范围看，基本上分布在各断陷内，且被隆起和凸起分隔，每个断陷构成一个大的成熟生烃灶和独立的含油气系统。

主动裂谷的继承性发育和断块的强烈翘倾作用，使得深湖相沉积受边界大断层控制，烃源岩的分布尽管在平面上时空有迁移，但对于某一个断陷来说，迁移性不明显，具有长期继承性发育的特点。这就为利用断陷结构划分含油气系统提供了依据。总体来看，渤海湾盆地古近系含油气系统属于简单型含油气系统（赵文智等，2003）。

三、主动裂谷盆地油气藏分布规律

渤海湾盆地是一个多断陷、多断块、多含油气层系和多种油气藏类型的含油气盆地，油气资源十分丰富。盆地内部断块活动发育，具有北北东向和北北西向两组断裂系统，形成了一系列翘倾块断体和上覆的箕状断陷，每一个断陷自成一个独立的沉积系统和油气成藏单元（图7－4）。在断陷不同部位发育多种类型断裂构造带，并与湖盆不同类型的储集岩体相配合，形成数量众多、规模不一和类型不同的含油气圈闭，它们均围绕生油凹陷呈环带状分布（胡见义等，1991）。

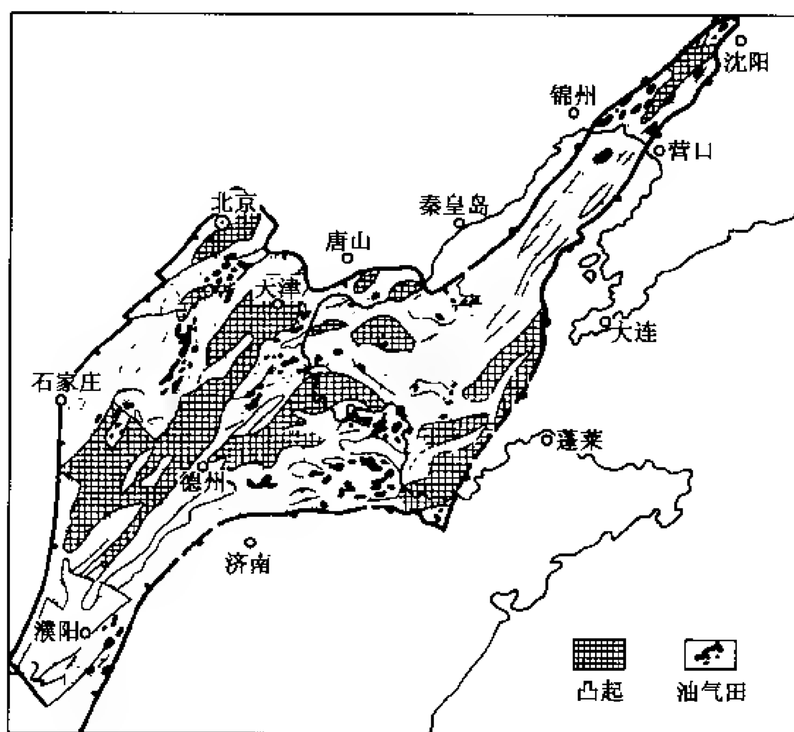


图7－4 渤海湾盆地古近系断陷和油气田分布图（据胡见义等，2001）

1. 半地堑是油气成藏的基本单元

一个箕状断陷自成一个油气藏分布系统，并具有各自的分布模式。在断陷陡坡带的内

侧同生大断裂下降盘以发育逆牵引背斜油气藏为主，而在其边缘以地层超覆油气藏为主，其次为断层遮挡岩性油气藏。在断陷缓坡带中部分布披覆背斜油气藏、“坡上山”式古潜山油气藏和粒屑灰岩岩性油气藏，而在其内侧同生断裂的下降盘往往发育逆牵引背斜油气藏为主，其次为断层—岩性和地层超覆油气藏，其边缘分布以地层不整合油气藏为主，其次为断块油气藏。在断陷中发育以古潜山油气藏为主、或以底辟拱升背斜油气藏为主、或以披覆背斜油气藏为主（图7－5）。由于断陷的地质结构、断块活动强度、沉积和地层不整合发育特征有一定差异，导致断陷主要含油气结构层系和主要油气藏类型各不相同，形成了多种形式的断陷盆地油气藏分布模式（胡见义等，1991）。

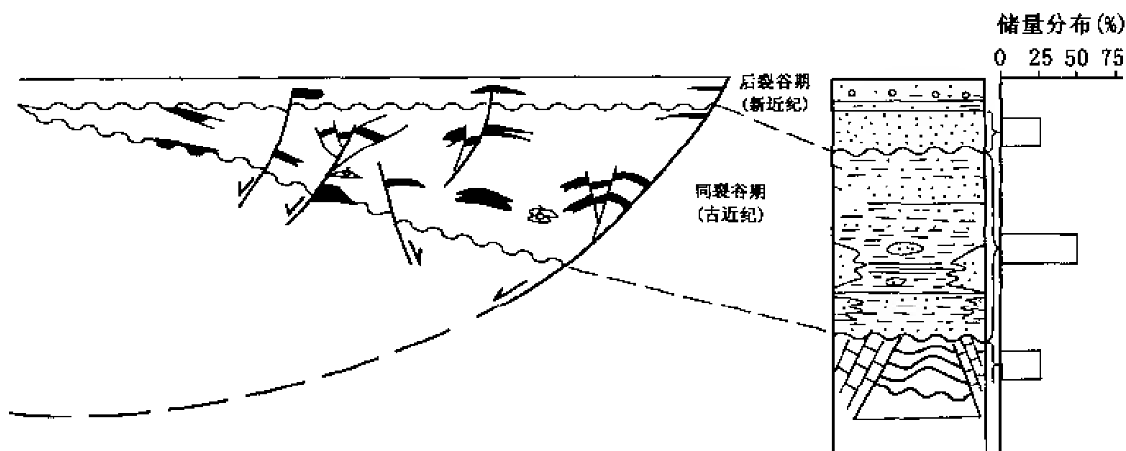


图7－5 渤海湾盆地油气藏分布模式图（据窦立荣，2004）

2. 具三层含油气结构层系，油气主要富集在同裂谷期层序和基岩中

盆地的形成经历了断陷和拗陷两个发育阶段，形成了三个构造层，相应地形成三套含油气结构层系和三套成藏组合，在这三套含油气构造层系中油气藏类型和分布都是不同的。

前古近系组成前裂谷期构造层，即下部构造层，不同时代不同岩性组成的“基岩”为良好储集岩体，储集岩空间以溶蚀孔洞型和裂缝型为主，储集性能以碳酸盐岩最好。古近系生成的油气，经一次运移，聚集在“基岩”块体不整合圈闭中，形成古潜山油气藏。

古近系始新统和渐新统是主要生油气岩系和成藏组合，属盆地中部构造层。渐新世末断裂构造运动形成多种类型同沉积构造圈闭。湖盆砂体类型多，大多夹持在湖相生油岩系之中，组成“自生自储自盖”式组合，有利于多种类型地层岩性圈闭形成。这些圈闭形成期一般早于或与油气生、排烃期相一致，油气经一次近距离运移，直接形成各种类型油气藏，油气潜量较大，分布十分广泛。

新近系后裂谷期层序为大面积区域性砂泥层，基本不具备生油条件，油源主要来自古近系油源岩，组成“下生上储”成藏组合。在凸起和隆起边缘以及同生大断裂附近发育一系列的逆牵引背斜、披覆背斜和地层超覆圈闭，油气藏一般形成于较晚的明化镇末期。

3. 发育多种类型复式油气聚集区（带）

渤海湾盆地的地质结构较为复杂，具有断裂发育、断裂构造带多、岩性岩相变化大、储集岩体类型多、含油气结构层系多和油气藏类型多等特征。油气聚集区（带）不是由单

一的含油气层系、单一的油气藏类型和规则的油气水关系的油田（藏）组成，而是由多个含油气层系（其中包括不同含油气结构层系和不同时代含油气岩系）、多油气水系统和多油气藏类型组成的油气藏群体。这些油气藏都从属于同一断裂构造带或地层岩性带，其油气圈闭具有相同的地质成因联系，一般又有相同的油气源和相同的油气运移和聚集过程，形成了以一种油气藏类型为主、其他类型油气藏为辅的多种类型油气藏的群体。它们形成纵向上相互叠置，平面上由不同层系、不同圈闭类型油气藏相互连片的含油带，形成复式油气聚集区（带）。主要受区域性断裂带、二级断裂构造带、区域性岩性尖灭带、物性变化带、地层超覆带和地层不整合等多种因素控制。按其成因的主导因素，复式油气聚集区（带）可分为12种类型（胡见义等，1991）。

4. 同生背斜和潜山是最主要的圈闭油气藏类型

主动裂谷盆地的断陷具有继承性发育的特点，在主要成盆时期，断块升降幅度较大，犁式断层的发育十分有利于各种同沉积构造的形成，以逆牵引背斜、底辟拱升背斜和披覆背斜圈闭为主，形成了以背斜油气藏为主，其次为地层—岩性油气藏的展布模式。油气主要富集在中部含油气结构层系中，如东营、东濮和辽河东部等凹陷，80%以上的石油地质储量分布在逆牵引背斜和披覆背斜中。

在半地堑形成的早期，在凹陷不同部位形成的多种形式的古潜山圈闭直接被生油岩系覆盖，使生油岩直接覆盖或以断层的形式与岩溶块断体直接接触，组成“新生古储”成藏组合，油气运聚在岩溶体组成的古潜山圈闭之中，形成了以古潜山圈闭为主的油气藏分布模式，如饶阳、霸县和大民屯等凹陷，60%以上的地质储量分布在此种圈闭中（胡见义等，1991）。

第二节　被动裂谷盆地的形成和构造样式

由于受到后期构造演化，尤其是后期主动裂谷的叠加，使得被动裂谷盆地的性质和油气分布规律的认识难度加大。通过对中非剪切带构造演化史、盆地发育特征和沉积充填层序的对比分析认为，苏丹裂谷盆地群在早白垩世具有典型的被动裂谷盆地性质，晚白垩世是一种过渡性质，到古近纪则主动裂谷盆地的特征更加明显。多期裂谷的叠置增加了盆地的复杂性，也增加了油气勘探的难度。

一、被动裂谷盆地的形成和演化

苏丹南部裂谷盆地（Muglad和Melut盆地等）位于非洲板块中部，是在稳定的前寒武系基底之上发育起来的中、新生代裂谷盆地。由于中非剪切带的右旋剪切应力场作用，在其两侧引起差异应力而形成被动裂谷盆地（图7-6）。

1. 盆地的形成机制

早白垩世中非剪切带的活动强烈影响和控制着盆地的形成，盆地经历了剧烈的拉张沉降。裂谷作用一直持续到阿尔布期，与南大西洋的初次分离、Benue海槽的扩张在时间上相当（Wright，1981）。这一区域性的裂谷作用在非洲中部形成了一系列的沉积盆地，如尼日利亚的Benue裂谷、尼日尔的Termit盆地、乍得的Doba、Doseo、Bongor、Salamat盆

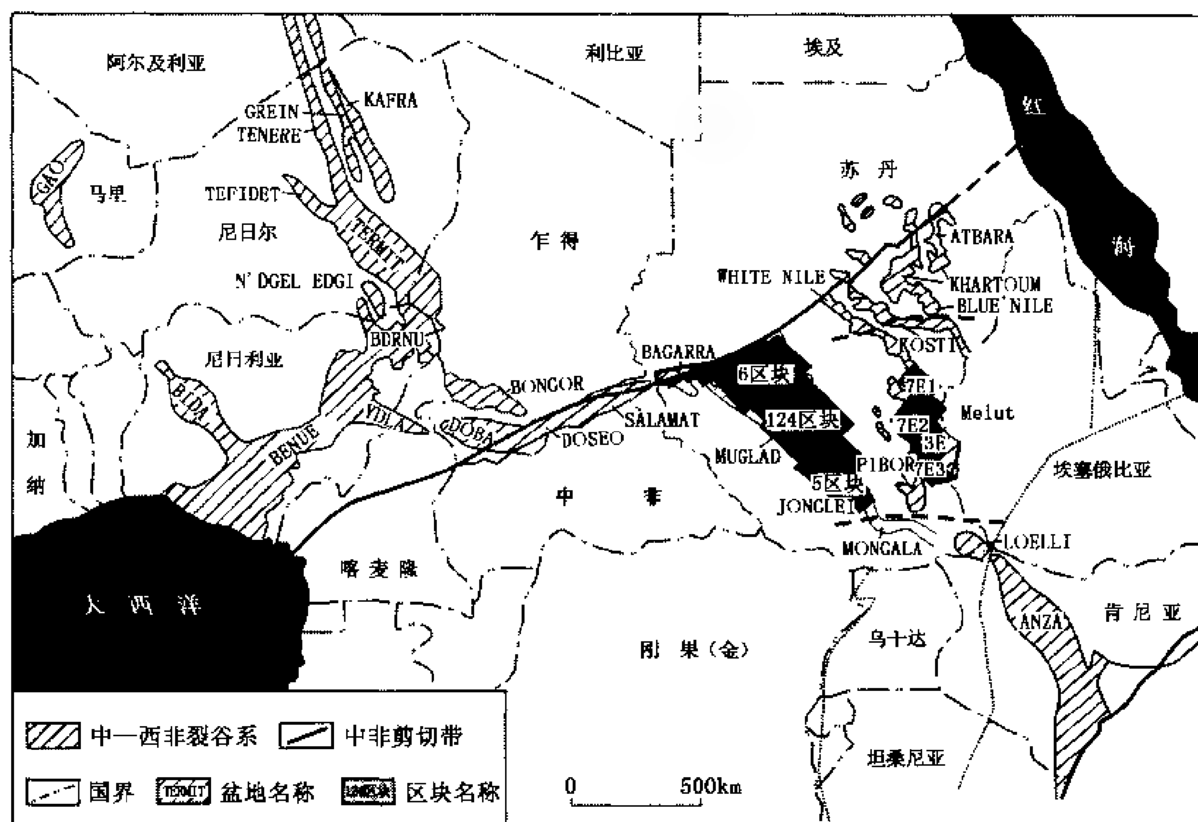


图 7-6　中非剪切带及主要裂谷分布图（据 Genik，1993 修改）

地等、苏丹的 Muglad、Melut 盆地和肯尼亚的 Anza 裂谷等，沉积了巨厚的下白垩统。中非剪切带实际上是由一系列的走滑断层组成的断裂带，走滑作用的强度由西向东变弱，在西非的 Doba 盆地走滑作用形成的花状构造十分发育，而到 Muglad 盆地的北部 Sufyan 坳陷，典型的花状构造不发育。

第二期裂谷作用主要发生在晚白垩世。非洲板块和南美板块在 105Ma 完全分离（Mascle 等，1988），到晚白垩世末，中非剪切带的走滑活动停止。而与此同时，由于非洲板块与欧洲板块开始碰撞，区域应力场发生变化，在非洲板块内形成南北向挤压构造背景（Guiraud 和 Maurin，1992；Guiraud 和 Bosworth，1997），造成中西非大多数东西向盆地发生反转，如在 Bongor 和 Bagarra 等东西向分布的盆地发生反转（Benkhelil 等，1988）。而在北西向的 Termit、Muglad、Melut 和 Anza 等盆地没有上隆而是继续加深，在晚白垩世沉积了另一套裂谷期沉积地层，在西非地区由于海侵作用，发育一套海相烃源岩。在中非地区由于裂谷发育的程度不同，地层岩性和厚度也有明显的差异，如在 Muglad 盆地，上白垩统主要发育在中部的 Kaikang 槽和 Nugara 东部凹陷，发育厚 300～1000m 的滨浅湖相地层，两侧的凹陷上白垩统很薄，并且以砂岩为主。在 Melut 盆地也是以砂岩为主。

进入古近纪，中非剪切带活动停止。在 Doba 和 Doseo 等盆地，断层活动基本停止于白垩纪末。北西向分布的裂谷盆地进入了一个新的裂谷发育期。在西非的 Termit 盆地古近纪

是裂谷的又一次发育期，沉积了近 5000m 厚的地层。而在东部的 Muglad、Melut 和 Anza 等盆地，受红海的分离（Lowell 和 Genik，1972）和东非裂谷作用（Girdler 等，1969）的影响，古近纪进入了一个新的裂谷发育时期。裂谷作用一直延续到渐新世末，沉积了近 3000m 厚的地层。

2. 盆地的演化特征

根据区域构造应力场转变特征和盆地充填史分析认为，苏丹南部盆地群在白垩—古近纪经历了三次裂谷发育旋回，不同时期盆地的充填特征、构造样式不尽相同。以下以 Muglad 盆地为例论述盆地的演化（图 7－7）。

（1）早白垩世裂谷期

Abu Gabra 组代表 Muglad 盆地的初始沉积。早期受基底结构和中非剪切带活动的影响，发生区域构造伸展作用，基底断块活动剧烈，沿断层下降盘形成的半地堑呈封闭汇水区，沉积物明显受到凹陷边界同生断层的控制。凹陷大多为西断东超或东断西超，因有较高的沉降速率，各凹陷发育湖相泥岩，富含有机质的沉积物得以快速埋藏保存，最终演化为各凹陷的主要生油层段。在地震剖面上可以看到 Abu Gabra 组顶面是一个强烈的剥蚀面，与上覆地层呈角度不整合接触，反映了盆地在 Abu Gabra 组沉积后有抬升或翘倾运动，使 Abu Gabra 组在上倾部位大部分遭受剥蚀而成为残留凹陷。受区域构造的控制，裂陷走向以北北西向为主。

Bentiu 组沉积期为盆地统一后的第一个拗陷阶段，表现为盆地内的低沉降速率的拗陷式充填沉积。由于 Abu Gabra 末期的夷平作用，地形高差不大而致使盆地范围广阔，Bentiu 组为分布广泛的大套块状河流相砂岩沉积，不整合超覆在 Abu Gabra 组顶剥蚀面以及 Abu Gabra 组沉积范围以外的前寒武系基底上，形成了 Bentiu 组砂体在平面上广布，垂向上叠置的沉积特点。

（2）晚白垩世裂谷期

Darfur 群的沉积以砂泥岩交互为特点，反映了第二次裂陷期间的震荡运动。其中 Aradeiba 组泥岩是盆地水面最大范围时期的沉积，形成了全盆地的一套区域性泥岩盖层，但颜色以红色为主，反映了干旱气候下的浅水湖相沉积。Baraka 组在局部则表现出断陷沉积的特点，厚度受断层控制，富含暗色泥质岩类，反映出沉降速率变大，水体加深的裂谷期沉积特点，主要沉降中心位于盆地的轴部 Kaikang 槽和 Nugara 坳陷。在 Baraka 组顶面存在白垩系与古近系分界的不整合面。第二次裂谷期延续到了古近纪，Amal 组沉积期为第二期拗陷阶段。Amal 组区域上也是大套的河流相块状砂岩分布，断层活动相对较弱，沉积范围比 Bentiu 组要小，沉积中心位于盆地轴部 Kaikang 槽和 Nugara 坳陷地区。

（3）古近纪裂谷期

Nayil－Tendi 组沉积期为盆地的第三次裂谷阶段，以强烈的断陷活动为主要特征，裂陷伸展方向为北东向。其特点是范围集中，厚度大，受断层活动强烈控制，尤其是有较高沉降速率的 Tendi 组更为明显。Nayil 组沉降速率较低，显示出拗陷向断陷过渡的特点。在盆地中央的 Kaikang 槽为沉降和沉积中心，累计厚度可达 4000m，而在 Kaikang 槽以外地区，仅有数百米厚。岩性以泥质为主夹薄层砂岩，出现深水湖相富含有机质的暗色泥岩。由于凹陷叠置，前两期裂谷的控制断层再度活动，并沿 Kaikang 槽边缘派生出现密集的断

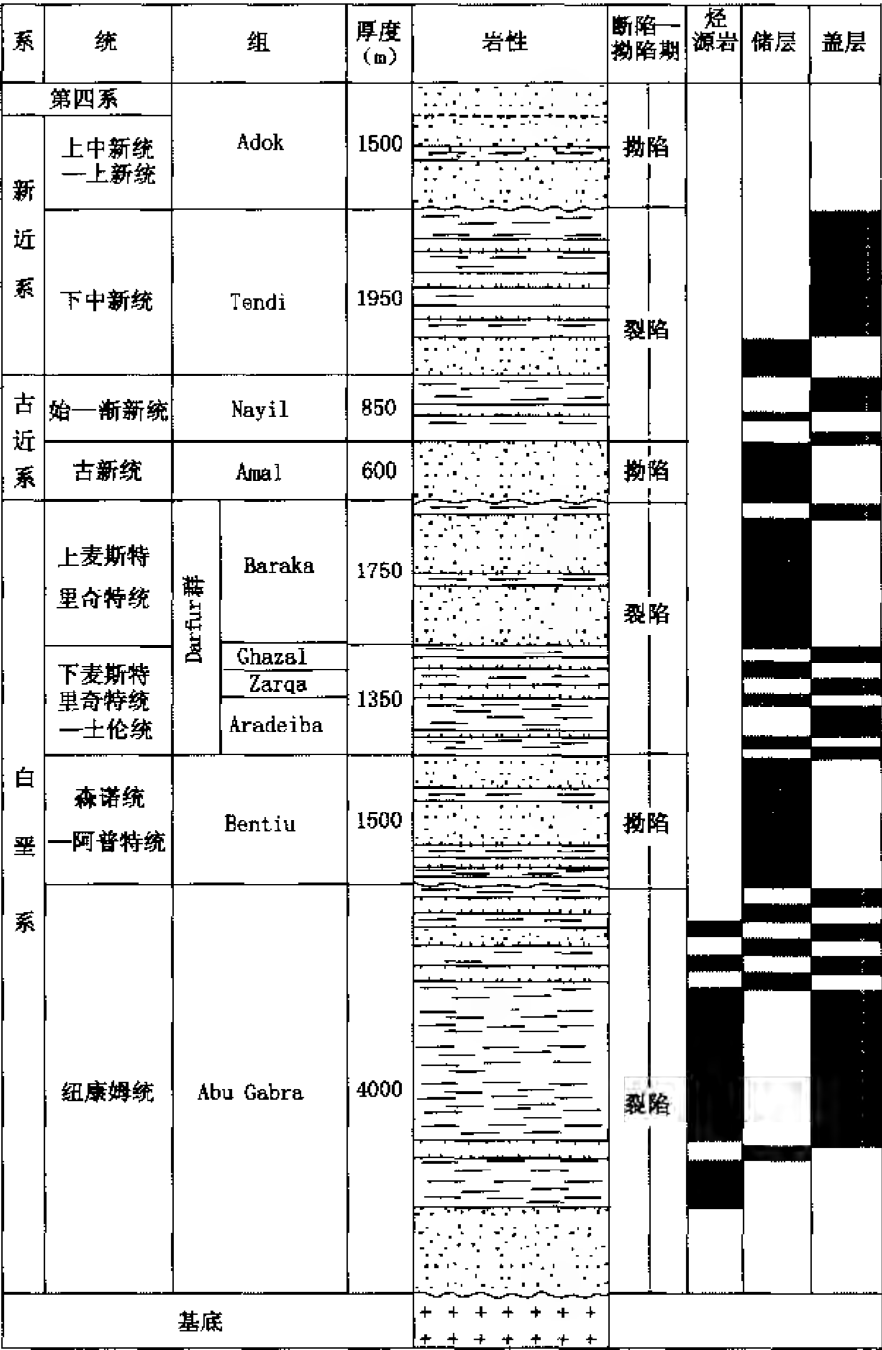


图7-7 Muglad盆地综合地层柱状图

裂带。

Adok组沉积期为第三期拗陷阶段。在第三期裂谷活动后，出现热沉降活动，沉积了Adok组的大套河流相砂岩，断层活动逐渐停止，沉降中心继承发展，但沉降速率变缓，平面上沉积厚度向盆地中心渐变加厚，沉积物主要堆积在Kaikang槽地区。

Mulet盆地除受中非剪切带的作用外，也受红海和东非裂谷系的影响，三次独立的裂

谷层序在垂向上叠置，与Muglad盆地略有不同（图7-8）。

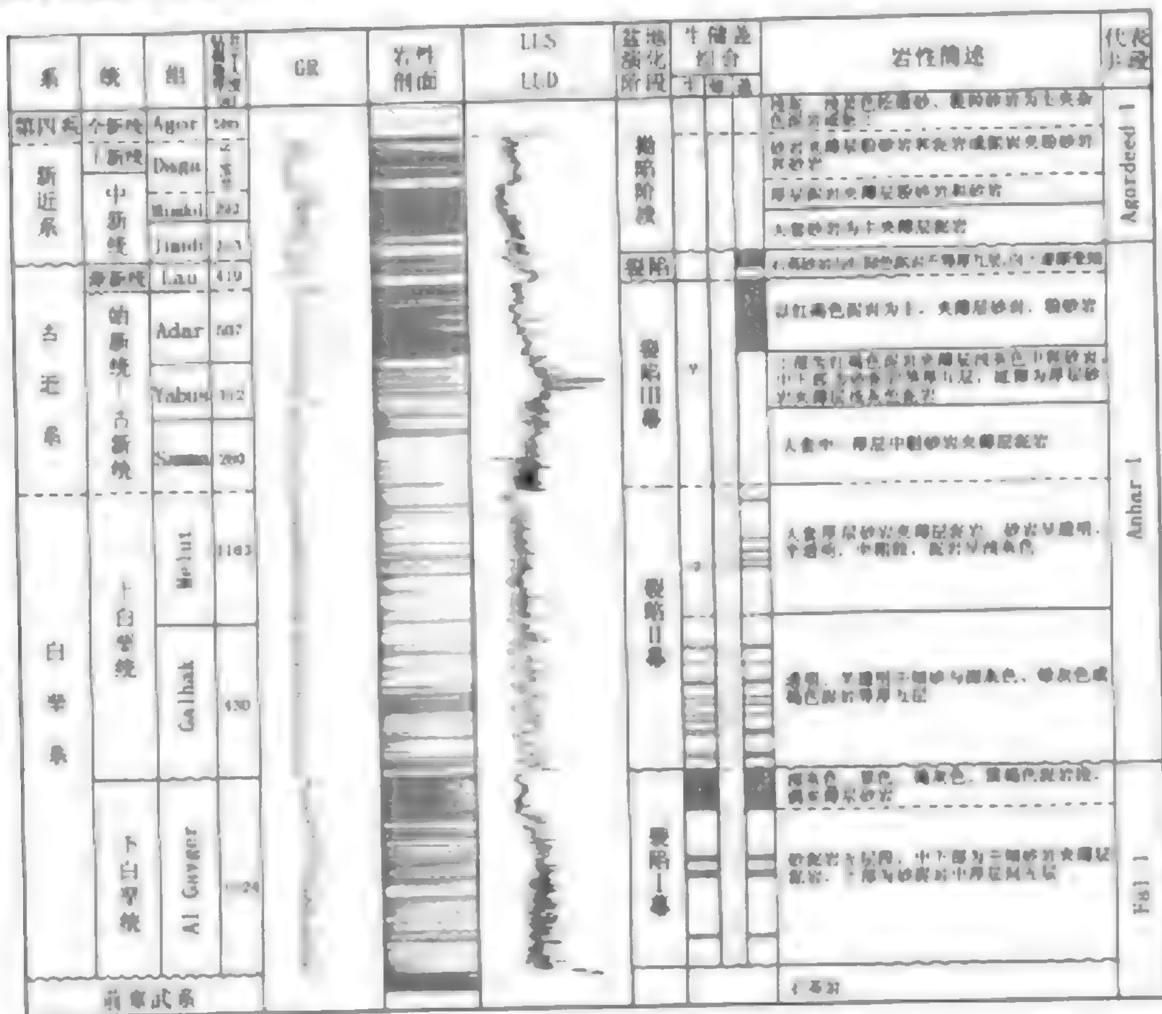


图7-8 Melut盆地综合地层柱状图

3. *岩浆活动和热史特征*

苏丹北部裂谷扩张量小，没有重要意义的岩浆活动。Genik（1993）称之为"冷始"（"cool start"）裂谷。钻遇最老的岩浆岩是在Blue Nile盆地，为喷出玄武岩与湖相泥岩互层，时代为晚侏罗世（孢粉资料，155Ma，Wycisk等，1990）。Wycisk等（1990）也注意到在80～83 Ma，在Blue Nile盆地存在火山活动，但没有指出它的属性。在Muglad盆地西北（6区）钻遇90m厚粒玄岩。Muglad盆地中部Aradeiba组（88～95 Ma）中存在的作为砂岩成分的蒙皂石组分可能是变化了的火山灰成分（McHargue等，1991）。新生代岩浆活动在苏丹表现出对新生代火山中心的控制作用，火山中心沿着它的北边分布，从Darfur到Bayuda沙漠伸展（Breikreuz等，1991）。在Darfur地区有一个主要火山岩套中心，Jebel Marra从中新世到现今一直是一个穹窿上升地区，两个火山岩系列，从碱性玄武岩到响岩有一个不整合面分界，年龄为23～14Ma，被认为是第一期活动（Breitkrenz等，1991）。第二期活动（2Ma至今）顶点约在0.06Ma，导致在一些地层中有大量的锰铁榴石（Wilson

和 Guiraud，1992）。

在 Muglad 和 Melut 盆地通过多口井的流体包裹体测定，推算该地区的地温梯度在24～31℃/km，热流值在 56～62mW/m²。古近纪地温梯度达到 46.5～87℃/km。从晚白垩世至新近纪火山岩的分布、成分及时代的测定可以看出，晚白垩世苏丹南部裂谷的性质开始由"被动"向"主动"过渡，而到新生代裂谷的性质主要表现为"主动裂谷"的特征。

二、被动裂谷盆地的构造样式

Muglad 盆地多期断拗旋回明显，裂谷作用空间位置变化较大，走向上也有一定变化，纵向上三期裂谷作用表现为强—弱—强。裂谷翘倾作用较弱，扭动作用相对较强。半地堑是最主要的构造组合形式（图 7－9）。

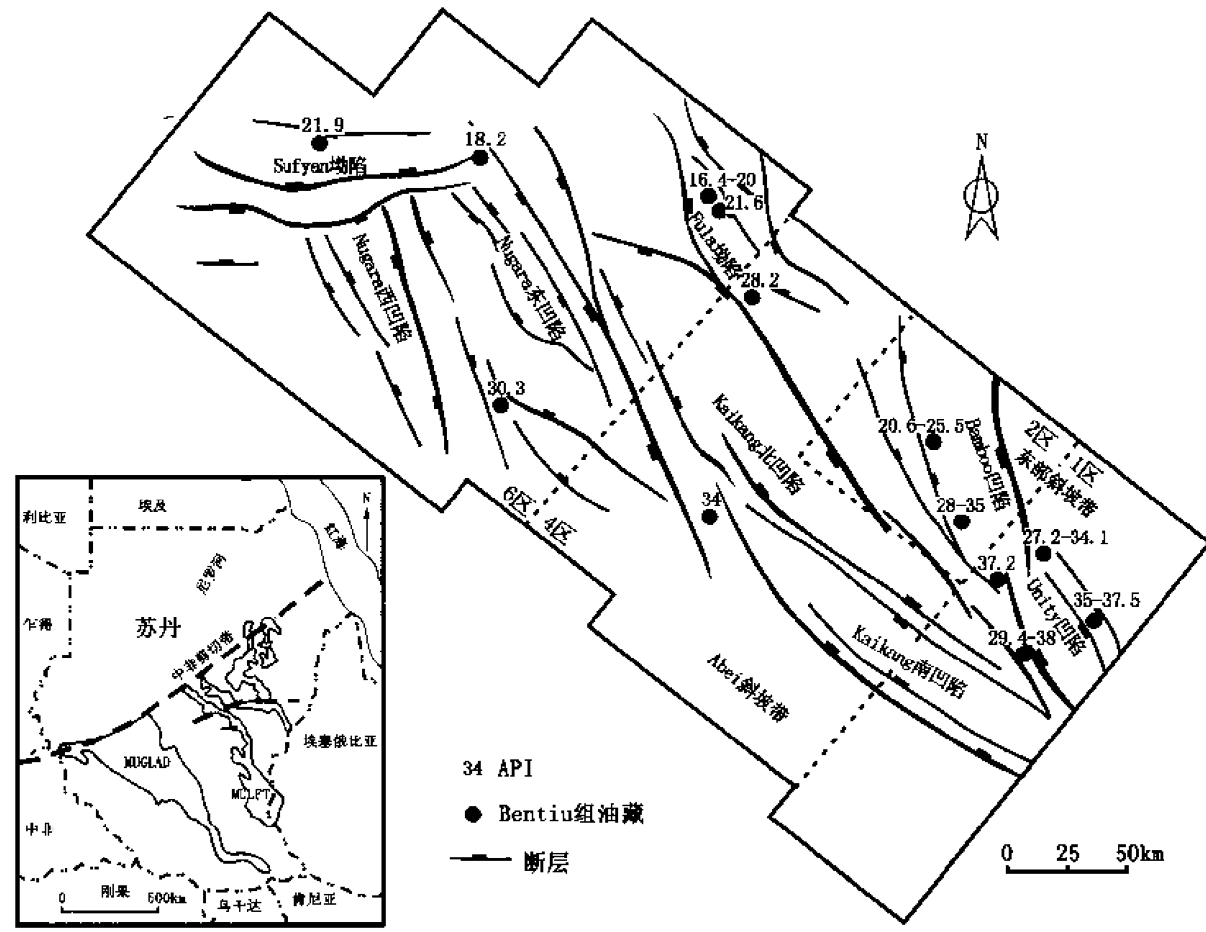


图 7－9　Muglad 盆地构造纲要图，显示了 Bentiu 组油田分布和原油密度（API）的平面变化

1. 陡断面半地堑斜列分布

Muglad 盆地由多个半地堑组成，且以陡断面为主。以 1 区块 UNITY 凹陷为例，由 1 区向 5 区延伸的重力负异常带北窄南宽，Abu Gabra 组北部呈东断西超箕状断陷，南部断陷逐渐变缓过渡到向基底超覆斜坡接触。在 Unity 凸起的东翼 Abu Gabra 组上倾呈楔状减

薄，凸起脊部 Abu Gabra 组则被严重削顶剥蚀。由于断层面产状相对较陡，盆地总体伸展量较小，约为 17.2%。

Muglad 盆地不同凹陷边界断层的统计和计算发现（图 7-10），边界断层普遍较陡，边界断层和主干断层的倾角在 30°～60°，集中分布在 45°，以多米诺式为主。通过典型地震大剖面的平衡剖面分析发现，裂谷的主要伸展期在早白垩世，占总伸展量的 50%左右。明显不同于渤海湾盆地。

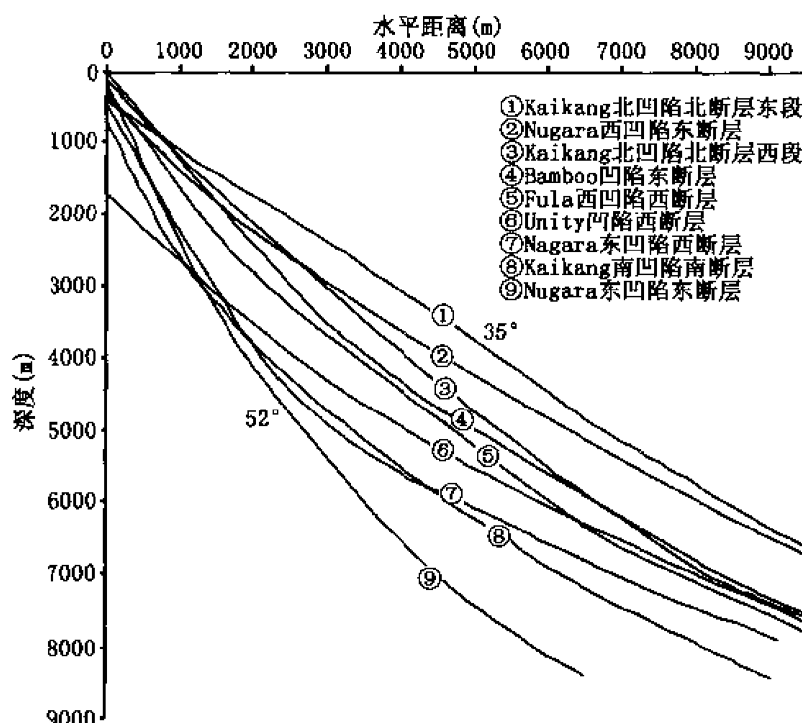


图 7-10　Muglad 盆地主要断陷边界断层倾角图

2. *边界断层的生长模式*

20 世纪 80 年代以来，裂谷盆地的几何学研究得到快速发展。对于裂谷盆地的结构特征和发育进行了广泛深入的研究（Morley 等，1990；Peacock 和 Sanderson，1991，1994；Morley，1999）。许多学者对野外露头正断层的生长特征进行了描述（Cartwright 等，1995；Willemse 等，1996），提出断层生长和连锁的特征。断层连锁不仅在地表是十分普遍的现象，而且在裂谷盆地中也是非常发育（窦立荣和 Turner，2000，2004）。

总体上讲，裂谷盆地半地堑边界正断层的生长可以划分为两种模式：断层简单生长模式和断层生长连锁模式。断层简单生长模式的特征是，随断层的断距（D）增加，断层长度（L）也不断增加，它们之间存在正相关关系，这类断层的最大断距位于断层的中部，沉积物逐渐向盆地边部的老地层超覆。例如 Bamboo 和 Unity 凹陷，在 Abu Gabra 组发育时期，边界断层由小到大逐渐生长，沉积中心一直位于断层的中部。

断层生长连锁模式的特征是，断层在生长过程中，会经过三个演化阶段（Cartwright 等，1995；Morley，1999）：独立生长阶段、断层并置阶段和断层连锁阶段（图 7-11）。断

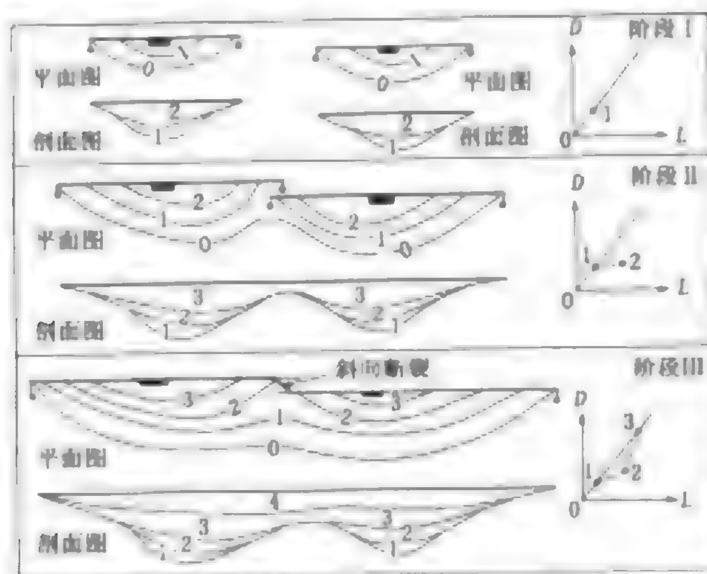


图7－11　边界断层连锁模式图（据窦立荣，2000）

层的连锁是一个短暂的过程，它不仅改变了连锁前的沉积分布格局，同时对断陷的发育史存在控制作用。Muglad盆地北部的Sufyan坳陷在Abu Gabra组沉积时期，具有明显的两分性，由东、西两个凹陷组成，分别受各自的断层控制，形成两个独立的沉积、沉降中心，到Bentiu组沉积时期，南侧的边界断层连锁成一条大断层，两个凹陷合并为一个独立的凹陷。这就决定了Sufyan坳陷可能形成两个独立的含油气系统。

3. 多裂谷期半地堑垂向叠加

由于Muglad盆地是多期构造演化的结果，不同时期半地堑垂向上往往发生叠置。受中非剪切带的影响，不同时期半地堑在平面上走向也不尽一致。

在Abu Gabra期，受基底结构和中非剪切带活动的影响，发生区域构造伸展作用，基底断块活动剧烈，沉积物明显受到凹陷边界同生断层的控制，受区域构造的控制，裂陷走向以北北东向为主，Abu Gabra组下段为潮湿气候条件的欠补偿沉积，以深湖相暗色泥岩为主夹粉砂岩、砂岩；上段沉积时湖盆浅而广，以粉—细砂岩与暗灰色—灰色泥岩薄互层为主。Darfur群的沉积以砂泥岩交互为特点，厚度受断层控制，在Baraka组顶面存在白垩系与古近系的不整合面。Navil－Tendi组沉积期为盆地的第三裂谷阶段，以强烈的断陷活动为主要特征，裂陷方向为北东向，其特点是范围集中，厚度大，受断层活动强烈控制，在盆地中央的Kaikang槽为沉降和沉积中心，累计厚度可达4000m，而在Kaikang坳陷以外地区，仅有数百米厚度，由于半地堑叠置，前两期裂谷的控制断层再度活动，并沿Kai-

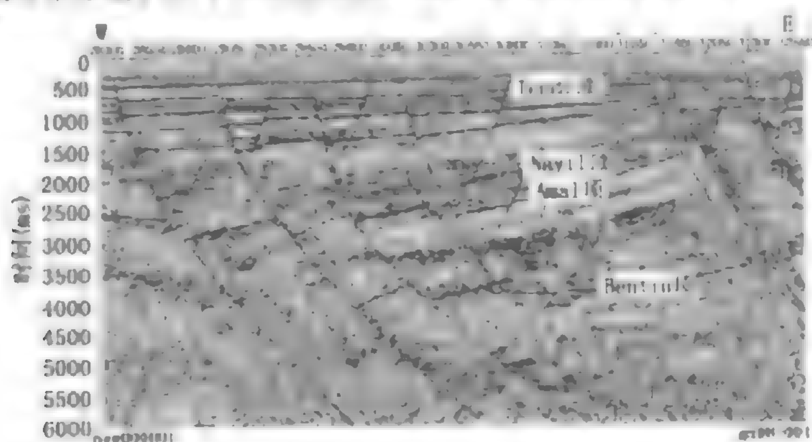


图7－12　不同时期半地堑的叠置（GN98－001测线，局部）

kang 坳陷边缘派生出现密集的断裂活动带。图 7－12 表示 4 区块西北部在 Darfur 期为一东断西超的半地堑，到了 Nayil－Tendi 期则表现为西断东超的半地堑。

4. 构造转换带

构造转换带是发育于不同半地堑间的、为保持区域伸展应变守恒而产生的伸展变形构造的调节体系。在 Muglad 盆地，半地堑是主要的构造组合形式。如在 Unity 凹陷和 Bamboo 凹陷之间，即两个半地堑极性发生变化之部位，发育 Farasha 转换带。需要特别指出的是，这一过渡带主要发育于 Abu Gabra 期，呈近南北向展布（图 7－13），后经 Darfur 期和 Tendi 期裂陷作用的改造，还发育大量的北西向断裂。

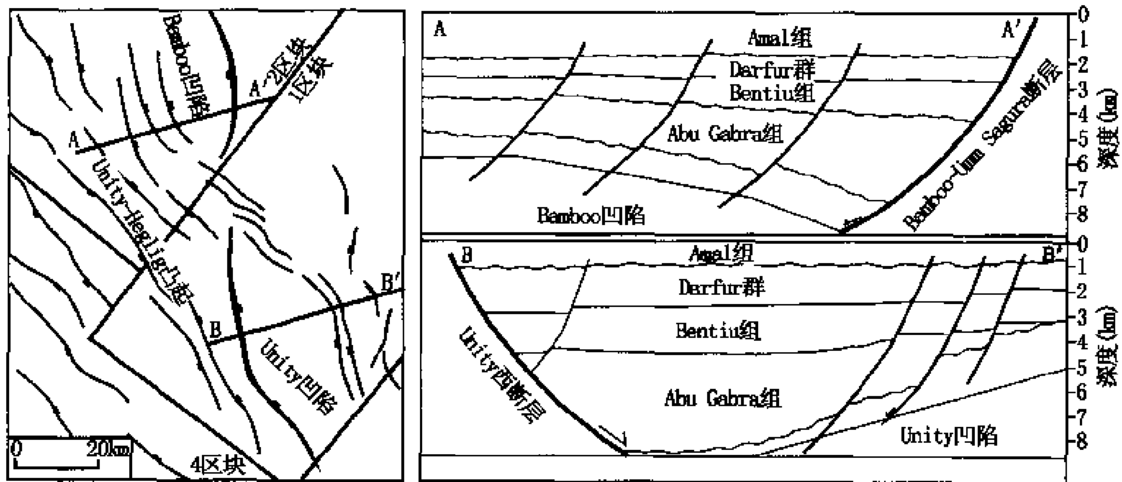


图 7－13　Unity 凹陷与 Bamboo 凹陷及其转换带构造（据童晓光等，2004）

5. 反向翘倾断块（断鼻）是白垩系的主要圈闭类型，滚动背斜和牵引构造是古近系的主要圈闭类型

在构造高背景的控制下，当断盘沿断面下掉时，断盘的旋转活动在断层上升盘形成翘倾圈闭。由于正断层倾向与地层倾向相反，因此称之为反向翘倾断块（断鼻）。Aradeiba 发育的区域性厚层泥岩为 Bentiu 组储层提供了良好的盖层和侧向封堵条件，所以该圈闭类型是苏丹 1/2/4 区的主要圈闭类型。

滚动背斜是发育在同生断层的下降盘、由差异沉积和断层牵引活动形成的圈闭，构造轴部平行于断层走向。牵引构造发育在一些大的生长断层的上升盘，由于下降盘沿断面下掉的摩擦作用而在上升盘产生褶皱。这类构造主要发育在古近纪主断层上盘。

第四节　被动裂谷型含油气系统的特征

被动裂谷型含油气系统形成的构造环境与主动型裂谷的差异，决定了含油气系统的特征有其特殊性，烃源岩相对单一，储集体的来源决定了其物性相对更好一些，圈闭类型相对单一，但后期新生裂谷的叠置使得油气分布规律明显不同于主动裂谷型含油气系统（窦立荣，2004，2005）。

一、被动裂谷型含油气系统的基本要素

1. 烃源岩和原油地球化学特征

Muglad 和 Melut 盆地早白垩世强烈伸展断陷活动，为形成断陷型深湖盆和优越的成烃环境提供了先决条件，广泛发育富含湖生生物的半深湖—深湖相烃源岩沉积，形成下白垩统主力烃源岩。烃源岩热演化分析表明，白垩系生油岩成熟深度在 2100～2500m，目前处于生、排烃高峰阶段。这不同于中国渤海湾主动裂谷盆地古近系发育多达五套生油层系。

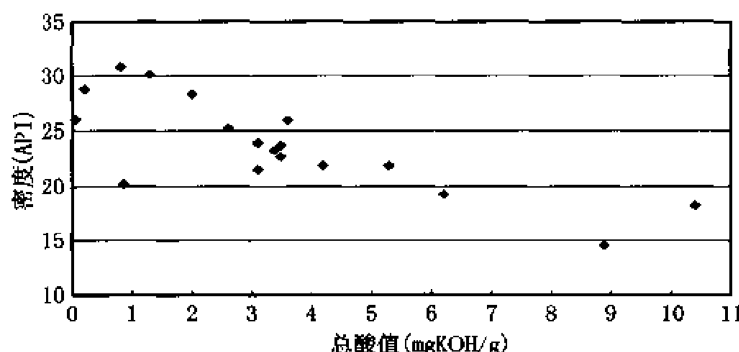


图 7－14　Melut 盆地 Palogue 油田原油酸值与原油重度的对应关系

Muglad 盆地和 Melut 盆地白垩系生油岩为淡水湖相泥岩，富含有机质，生成石蜡基原油，具有陆相原油的典型特征，即含蜡量普遍较高，多为高含蜡原油，少数为含蜡原油；普遍低含硫（含硫量＜0.2%）。原油有机酸分析表明，Muglad 盆地和 Melut 盆地普遍存在高酸值原油，主要分布在 Muglad 盆地 Fula 油区和 Melut 盆地大 Palogue 油区，酸值最高可达 16mgKOH/g，成分主要为环烷酸及少量的脂肪酸。图 7－14 展示了原油重度（API°）与酸值的对应关系，随 API°降低，酸值有增大的趋势，说明酸值的大小与降解作用程度密切相关。

2. 储层特征

Muglad 和 Melut 盆地的基底都是古老的前寒武系结晶基底，这就决定了主力储层以中—高孔的石英砂岩和长石石英砂岩为主，石英含量明显高于渤海湾盆地的主力储层。但盆地的构造位置和演化的差异，决定了 Muglad 和 Melut 盆地之间的储层在时间和空间上的分布和作用有明显差异。Mugald 盆地以白垩系储层为主，而 Melut 盆地则以古近系为主。

Muglad 盆地已探明的石油地质储量主要集中在 Abu Gabra、Bentiu、Aradeiba、Zarqa 和 Ghazal 五个组的砂岩储层中，其中 Bentiu 组的生储盖条件优越，Bentiu 组砂岩以中－粗粒长石或岩屑质石英砂岩为主（图 7－15），分布最广，砂/泥比高达 70%以上。由多套辫状河道砂岩叠加组成，各砂组间以较厚（5～20m）且分布较稳定的泛滥平原泥岩分隔，邻井之间各组基本上可追踪对比，横向分布稳定。Bentiu 组邻近下伏的 Abu Gabra 组生油岩，上覆 Aradeiba 区域盖层，拥有的储量占总储量的 70%以上，是盆地的主力储层。Aradeiba、Zarqa 和 Ghazal 组的砂岩呈夹层或互层状与各自的泥岩构成了良好的储盖组合，它们的储量约占总数的 25%。另外，分别在 Amal 组以及 Nayil 组和 Tendi 组大套泥岩段之下的砂泥岩互层中也获得了商业发现，其储量约占总数的 1%。这些储层全都是滨浅湖—河流相，以曲流河—辫状河道砂岩为主。而 Abu Gabra 组的砂岩夹层，以自生自储为主，局部地区获得高产，其储量占总储量的 1%左右。

Melut 盆地目前所发现的石油地质储量主要集中在古近系的 Yabus、Samma 组和上白垩

统砂岩储层中，其中 Yabus 组和 Samma 组砂岩的储集条件优越，在上覆 Adar 组区域泥岩的覆盖下，拥有盆地 95%以上的储量，是整个盆地的主力储层。上白垩统以砂泥互层为主，目前在北部凹陷的 Palogue - Fal 构造和南部凹陷的 Miyan - 1 井钻遇了该套储层，并获油气。

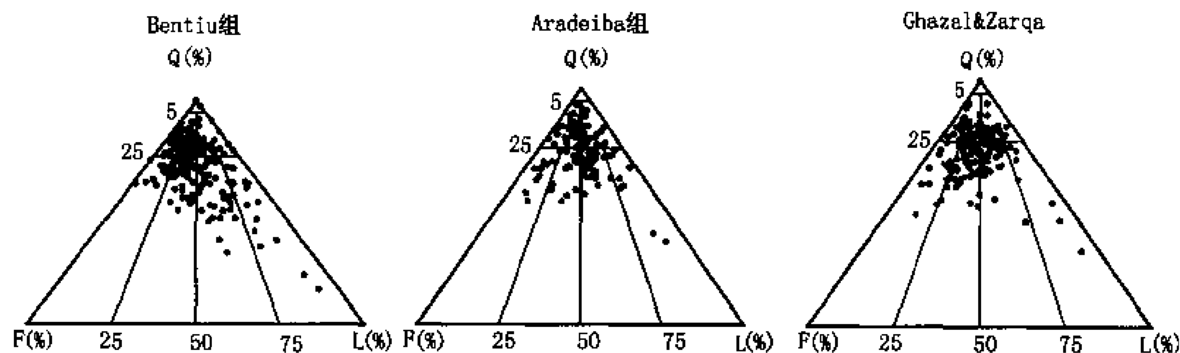


图 7 - 15　Muglad 盆地主要储层砂岩成分三角图

3. 盖层

盖层是含油气系统形成的关键要素之一。盖层的类型多种多样，根据成因和封盖机理，可以将盖层分为岩性盖层、断层盖层和成岩盖层（窦立荣，2001）。不同类型盖层（面）的封盖机理、影响因素和分布都有其特点。到目前为止，在苏丹裂谷盆地中已发现的油气田主要受泥岩盖层和断层的侧向封堵所控制。

（1）顶盖层的封闭性

通过对 Muglad 盆地不同凹陷的 20 口探井 Aradeiba 组井段的测井盖层封盖性分析发现（图 7 - 16），相同深度、相同岩性的 Aradeiba 组泥岩的封盖性近中非剪切带差，远离中非剪切带变好，这与 Bentiu 油藏原油物性的横向变化一致（见图 7 - 9）。

通过对 AG - 1、AG - 2、GC - 1 和 SC - 1 四口井的 Darfur 群和 Abu Gabra 组 5 块泥岩样品进行扫描电镜分析（图 7 - 17），结果发现，不仅 Darfur 群泥岩的微裂缝发育（图 7 - 17A），而且 Abu Gabra 组泥岩同样发育微裂缝（图 7 - 17B、C），缝径在 10～30μm，大于、等于生油岩运移出来油珠的直径（10μm），更远远大于天然气分子的直径。微裂缝中充填了自生的伊利石或绿泥石，说明微裂缝是在 Darfur 群沉积之后形成的。这可能是因为本区构造应力作用强，导致泥岩区域性微裂缝发育。电镜扫描结果证实了测井处理和解释的可靠性。

Melut 盆地古近系 Adar 组泥岩发育，且厚度较大。测井盖层评价表明，Adar 组作为最有效的区域盖层，具有不同的微观封闭机理。在北部凹陷北部 Palogue 地区，以毛细管力封闭为主，测井计算得到的泥岩突破压力在 0.6～2MPa 之间。泥岩厚度最大达 190m，单层泥岩厚在 30m 以上，泥岩的稳定分布增加了封闭能力。在北部凹陷南部 Adar 组泥质岩盖层存在毛细管力和超压双重封闭作用，具有很好的封闭性。勘探成果表明，目前在 Melut 盆地发现的 95%的储量是在 Adar 组盖层之下的 Yabus - Samma 组找到的。

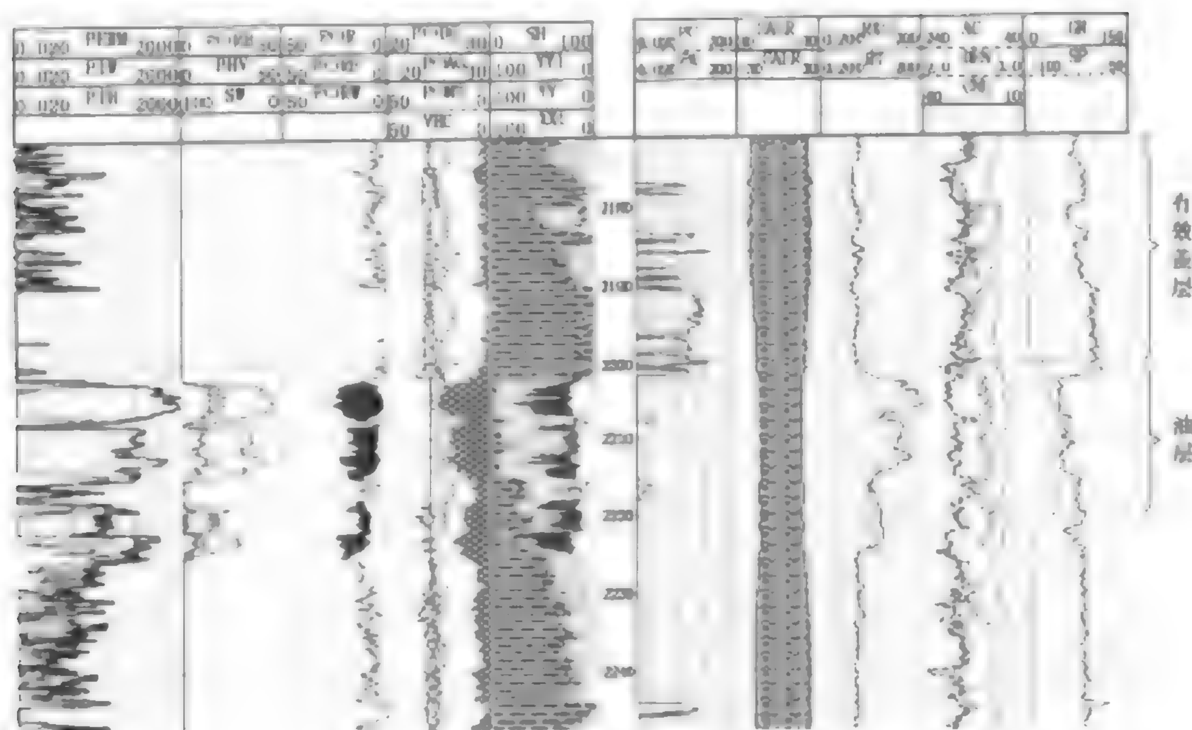


图7-16 Unity-9井Aradeiba组测井盖层评价图

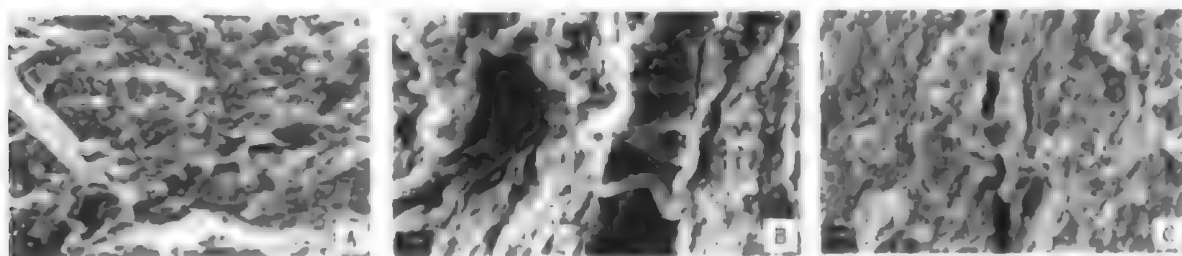


图7-17 部分井壁样品的扫描电镜分析

A—AG-2井 Darfur群 1289.3m，微裂缝被自生伊利石充填，×1250；
B—AG-1井 Abu Gabra组 2768.8m，微裂缝被自生绿泥石充填，×1250；
C—GC-1井 Abu Gabra组 1829.6m，微裂缝被自生伊利石充填，×1250

(2) 断层的侧向封堵性

根据断层面倾向和地层倾向可以将断块划分为两大类：反向断块型和同向断块型。

1) 反向断块。根据断层垂直断距与储层厚度的关系，进一步划分为两类：自分离型和并置型。

自分离断层的断距大于储层的厚度，断层作用使储层与另一盘的盖层直接对接，这类断层绝大多数具封闭性。Bentiu组油藏的侧向封堵是靠Zarqa组以上地层封堵，由于Zarqa组以上地层砂岩较发育，断层侧向封堵能力变差，勘探风险较高；当断层断距小于Aradei

ba 泥岩厚度时，断层侧向封堵条件好，最大圈闭幅度小于或等于断层断距及平面构造线的闭合度二者之间的较小值。这个较小值为反向断块的最大圈闭幅度（图7－18）。

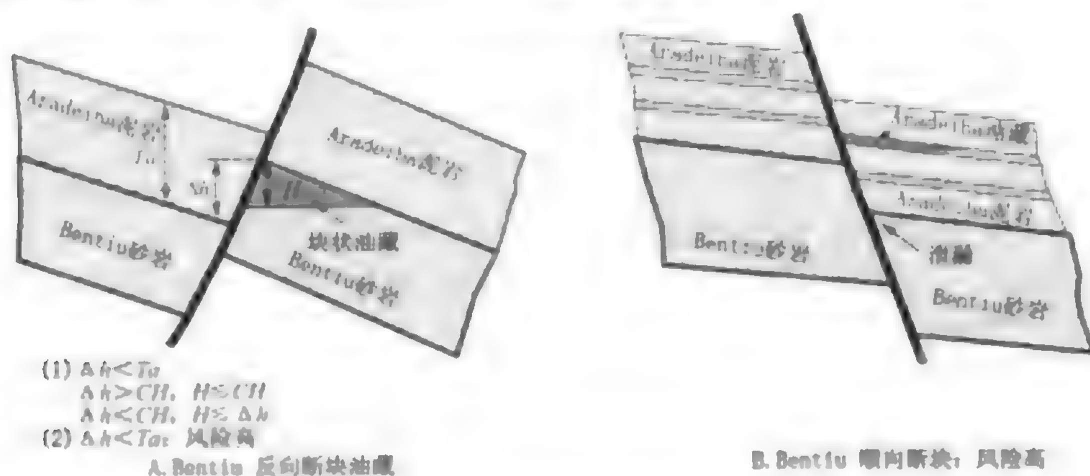


图7－18 Muglad 盆地控油断层封闭性影响因素（据童晓光等，2004）

Δh—断距；Ta—Aradeiba 泥岩厚度；H—油柱高度；CH—闭合幅度

并置型断层的断距小于储层的厚度，断层作用使得储层与另一盘的盖层在上部部分对接，同时下部与储层部分对接。这类断层的封闭性受多种因素控制。一种是断层整体都具有封闭性，对储层与盖层对接部分主要由岩性封闭，到储层与储层对接部分，形成的页岩膜具封闭性，使得两侧的压力系统和流体系统不一致，具有不同的油水界面，Berg（1975）计算，断层两侧的油柱高度可以相差达15m。另一种是页岩膜难以起封闭作用，在地质历史时期，断层两侧的压力系统和流体系统变得统一了，这种情况下，页岩膜的存在可能会影响油田生产后期油层的连通性和生产效果。

2）顺向断块（断鼻）。断层侧向封堵条件差，勘探风险大。如 Bentiu 组，上、下盘大套砂岩相接触，只能靠层间薄泥岩或断层泥等封堵，其油藏高度和油藏规模很小，一般小于20m，如 Unity—12 和 Munga Central 小的 Bentiu 同向断块油藏。

对于 Zarqa 和 Ghazal 组同向断块油藏，当断层断距大于 Aradeiba 地层厚度（350～500m）时，Zarqa 和 Ghazal 砂岩就有机会与断层上升盘的 Aradeiba 或 Zarqa 泥岩接触，从而具有较好的断层侧向封堵条件，如 Khairat Central 顺向断鼻 Zarqa 和 Ghazal 油藏。

二、被动裂谷型含油气系统的划分

由于后裂谷期巨厚沉积物的覆盖，导致探井很难钻遇成熟的烃源岩，因而给油源对比和含油气系统的划分带来了很大的困难和不确定性。因此，原油的地球化学特征和油—油对比成为重要的手段。结合各凹陷的构造和地质特征，通过不同方法对不同类型凹陷的含油气系统进行划分，可以更好的指导油气勘探，也为含油气系统的研究提供一种新的思路。

1．用凹陷地质结构划分含油气系统——以 Unity 和 Bamboo 凹陷为例

从地震剖面上分析，Muglad 盆地 Unity 和 Bamboo 凹陷为两个独立的沉积和沉降凹陷，形成的 Abu Gabra 组烃源岩体也是相互独立的。尽管缺乏成熟的烃源岩样品和直接的

油－岩对比资料，仍可将它们划分为两个独立的含油气系统：Unity 和 Bamboo 含油气系统。

(1) Unity 含油气系统（!）

Unity 凹陷是一个西断东超的单断凹陷。Abu Gabra 组烃源岩在凹陷的中部。地震和钻井证实 Abu Gabra 组分为三个层序，其中中部层序是主要的烃源岩形成和分布段。目前发现的油气主要分布在 Bentiu 组中，其次是 Aradeiba、Zarqa 和 Ghazal 组。图 7－19A 是 Unity 含油气系统事件图。烃类从下白垩统 Abu Gabra 组中、上段烃源岩中开始生成和运移。该烃源岩是早白垩世早期水进体系域和高位体系域沉积早期形成的半深湖—深湖相泥岩。晚白垩世由于应力场方向的变化和断层的进一步活动，不仅导致圈闭的形成，而且也为油气的运移和聚集提供了通道。Abu Gabra 组、Bentiu 组和 Darfur 群砂岩都是可靠的储层。

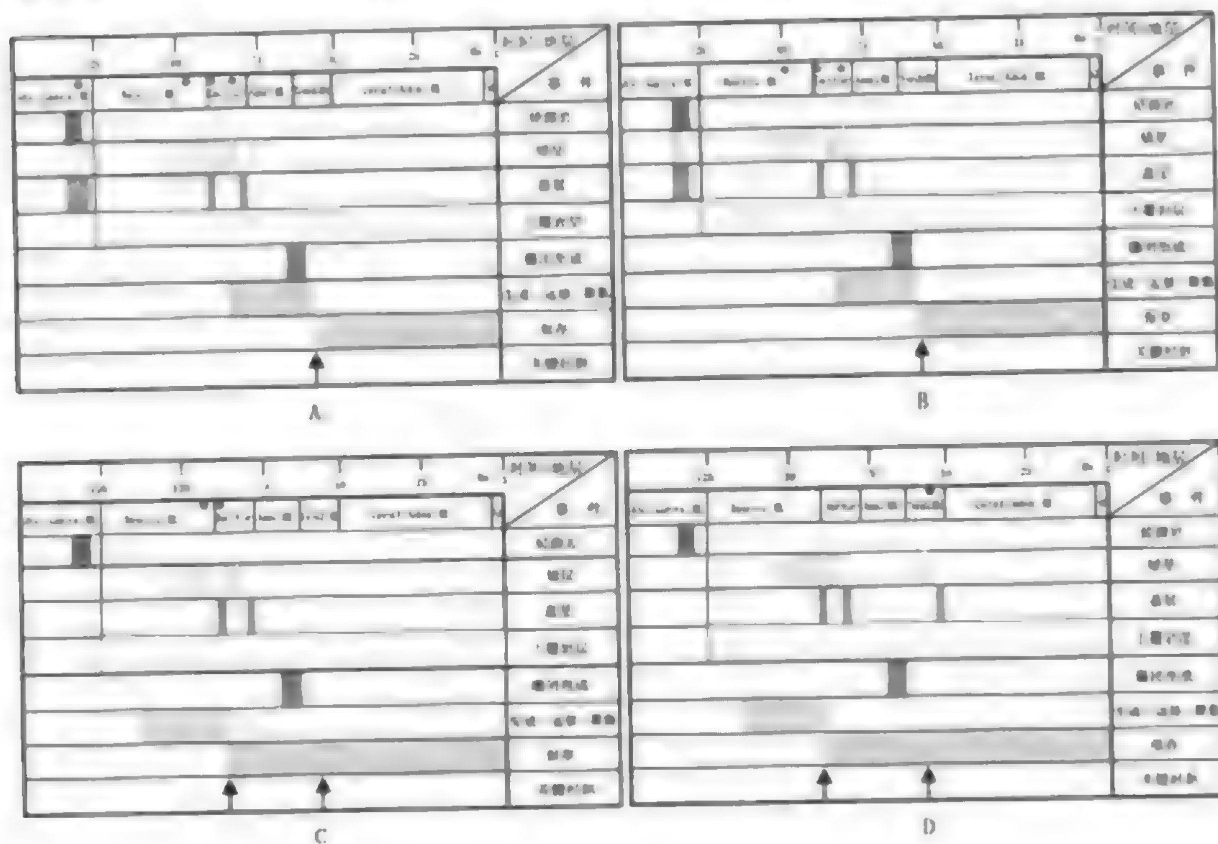


图 7－19 Abu Gabra 组含油气系统事件图

A—Unity 含油气系统（!）；B—Bamboo 含油气系统（!）；

C—Kaikang 北含油气系统（!）；D—Kaikang 南含油气系统（!）

(2) Bamboo 含油气系统（!）

Bamboo 凹陷是一个东断西超的单断凹陷。其凹陷结构、构造演化和地层发育与 1 区十分相似，因此含油气系统也很相似。图 7－19B 是 Bamboo 含油气系统事件图，不同点是由于后期的抬升和水动力的作用，该含油气系统的重油油田的数量和储量比例比 Unity 含油气系统高。

2. 用油藏地球化学特征划分含油气系统——以 Nugara 坳陷为例

以 Muglad 盆地 Nugara 坳陷为例，该坳陷由东、西两个凹陷（努东凹陷和努西凹陷）和中央低凸起带组成。根据地震和钻井资料，推测白垩系沉积岩厚达 6000 m 以上。含油气层系为白垩系，自下而上划分为四个（群）组：Abu Gabra 组、Bentiu 组和 Darfur 群。Nugara 坳陷钻井和地震资料证实，中央低凸起带在 Abu Gabra 组烃源岩沉积时为水下隆起，烃源岩覆盖了整个低凸起，但在局部高的地方 Abu Gabra 组地层明显减薄，烃源岩发育程度差。地化分析表明，目前烃源岩的 *SPI* 大于 2，部分地区达到 5 以上（图7－20），达到了中等排烃条件。

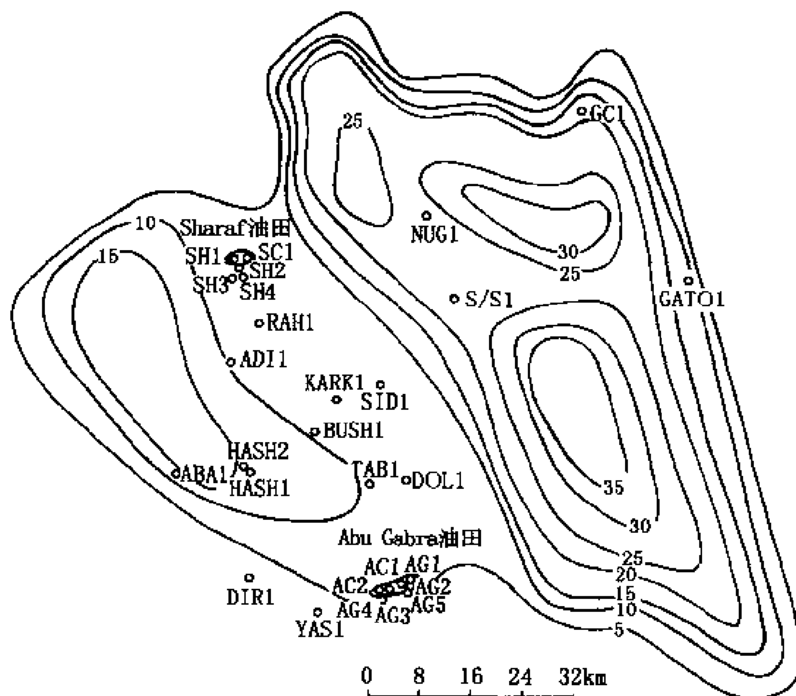


图 7－20　Nugara 坳陷 Abu Gabra 组有效烃源岩 *SPI* 等值线趋势图

通过对中央低凸起上两个已发现小油田的地质特征和油、岩地球化学特征深入分析，认为这两个油田具有不同油源特征，应属于两个含油气系统，勘探应向凹陷内部和斜坡带转移。

（1）油藏地质分析指示油气来自不同的方向

在坳陷的中央低凸起上发现 Abu Gabra 和 Sharaf 两个油田，油气分布的产状揭示它们的油源来自不同的方向。Abu Gabra 油田位于中央低凸起的南段，构造面积 30km^2，幅度 60～140m，4 口井获得了工业油流。该油田由一系列断块油藏组成（图 7－21 上），含油层位为 Abu Gabra 组上段。从试油和测井解释结果来看，含油层由西向东逐渐变深，说明 Abu Gabra 油田的油气是从东向西充注的。

Sharaf 油田位于中央低凸起的北段，构造面积 1.2km^2，幅度 30～50m，为基底隆起背景上发育的断背斜构造（图 7－21 下）。含油层位同样为 Abu Gabra 组上段，含油面积

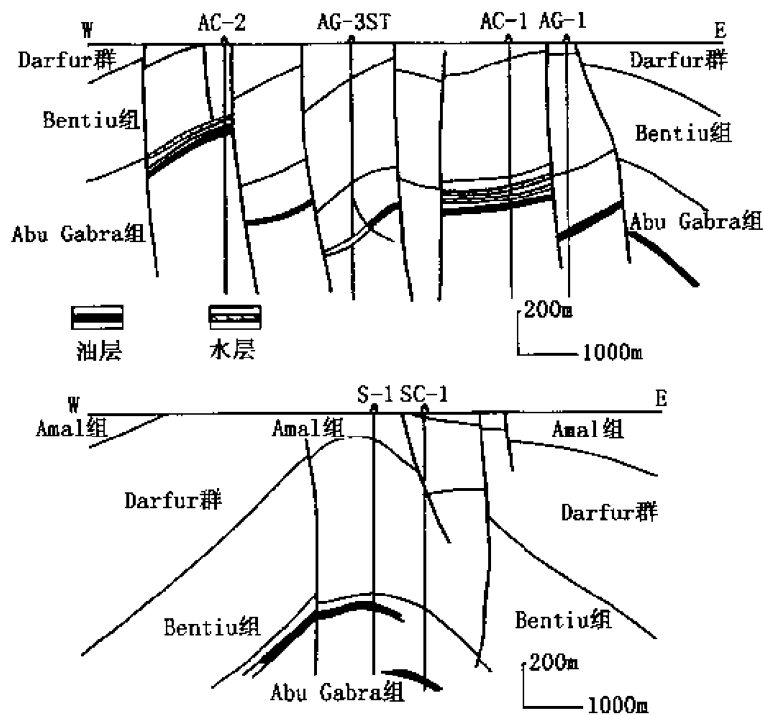


图 7-21 中央低凸起上 Abu Gabra（上）和 Sharaf（下）油田东西向剖面（位置见图 7-20）

0.6km²。5 口钻井中仅 Sharaf-1 井为高产井，同时在 SC-1 井 Abu Gabra 组上段解释出 2 层 I 类油层。SC-1 井 Bentiu 组和 Darfur 群取心见油砂，推断 SC-1 井 Abu Gabra 组的油层可能为残余油层，部分油气沿断层运移到了浅层。三维地震资料反演预测得到砂体的分布，指示油气充注方向为由西向东进行。

（2）Abu Gabra 油田与 Sharaf 油田的原油对比

尽管油源对比证实原油都是来自 Abu Gabra 组，但油-油对比却发现两个油田的油具有不同的特征。

Muglad 盆地 Nugara 坳陷 Abu Gabra 组主要属于湖相沉积，烃源岩原始有机相类似，故烃源岩和油砂正构烷烃单体烃碳同位素分馏模式近似，表现出一定的稳定性，nC_{15+} 正构烷烃碳同位素主要分布在 -28‰～-30‰之间，比煤系泥岩（-24‰～-28‰）要轻，比海相烃源岩（-32‰～-34‰）要重。但图 7-22 中 AC-1 井与 SC-1 井油砂正构烷烃单体烃碳同位素的分布明显地说明了 Abu Gabra 油田与 Sharaf 油田原油的差异，前者的碳同位

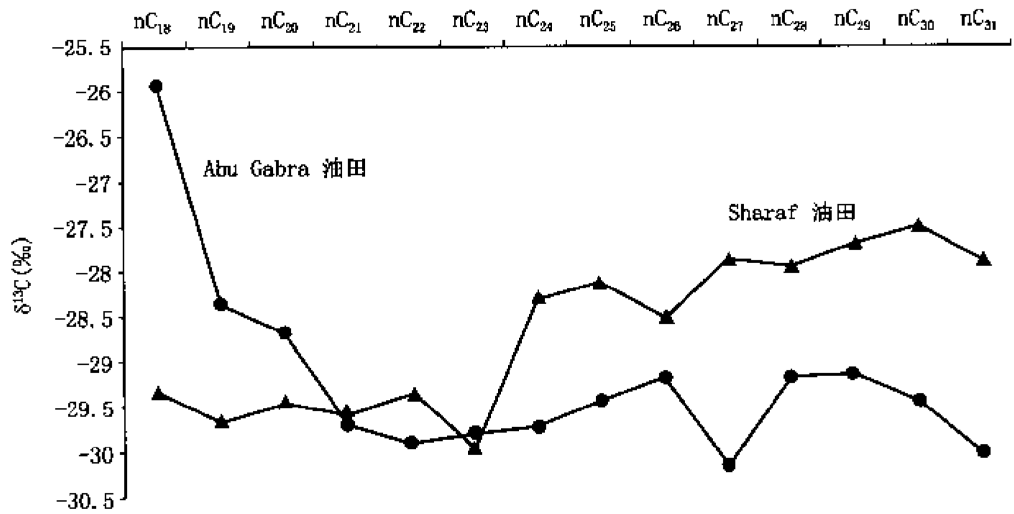


图 7-22 Abu Gabra 油田和 Sharaf 油田原油单体烃碳同位素分布对比图
（据窦立荣等，2002）

素随碳数增加呈降低趋势，而后者则呈增加的趋势。两个油田原油饱和烃的气相色谱图与m/z217和m/z191质量色谱图更直观地说明了原油组成的差异（图7-23）：Abu Gabra油田原油三环萜和孕甾烷含量较高，Sharaf油田原油则三环萜和孕甾烷含量较低，说明它们虽然都是以Abu Gabra组中上段为烃源岩，但它们的烃源岩的沉积环境却明显不同，Abu Gabra油田来自东侧的努东凹陷，Abu Gabra组烃源岩沉积时的水体深度要比努西凹陷要深，水生生物含量高，而努西凹陷陆源高等植物含量相对高一些。

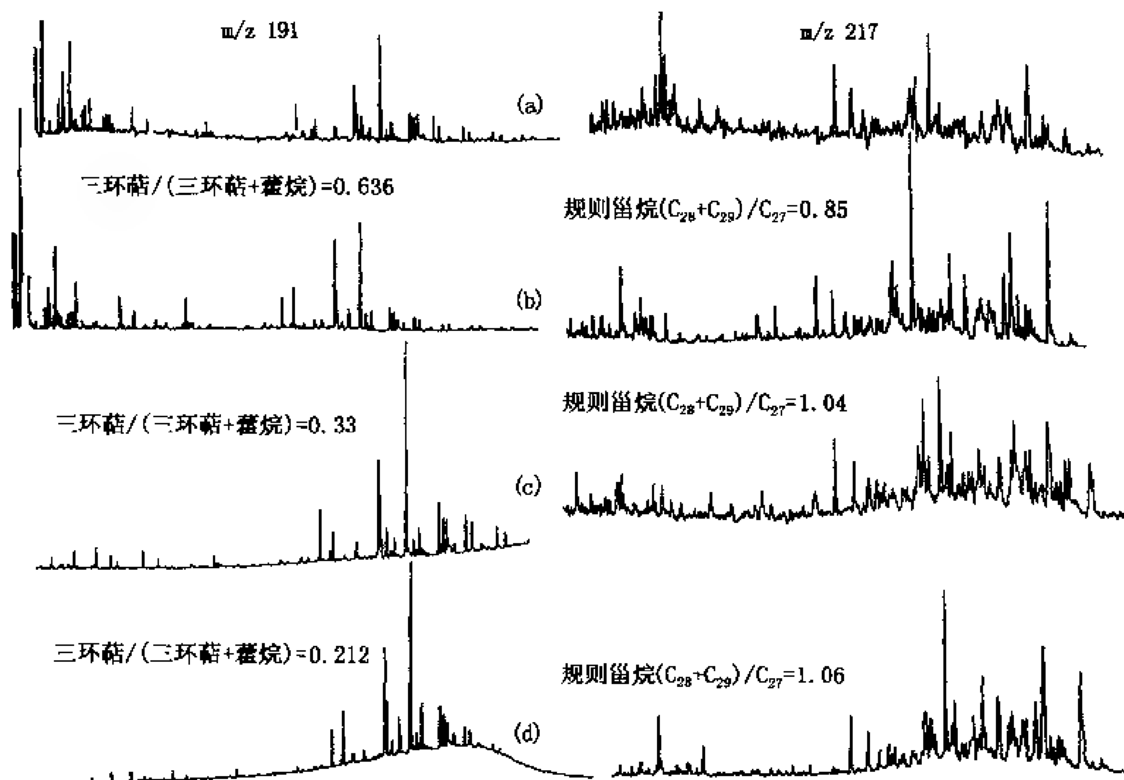


图7-23　Abu Gabra油田和Sharaf油田原油生物标志物指纹对比

(a) Abu Gabra油田AC-1井，2410.9m，油砂；(b) Abu Gabra油田AC-1井，2823～2835.9m，泥岩；(c) sharaf油田SC-1井，2443.9m，油砂；(d) sharaf油田SC-1井，2746～2751m，油砂

3. 用成藏期和成藏史划分含油气系统——以Kaikang坳陷为例

Muglad盆地Kaikang坳陷是一个三期裂谷叠置的次级盆地，后期巨厚地层的覆盖导致下伏的下白垩统很难钻遇。钻井揭示的生油岩资料、特别是凹陷中的生油岩资料极少，这给烃源岩评价及油源对比工作造成一定的难度。为了解决这一难度，只有借助地震资料，准确确定地震相，特别是区域地震大剖面的处理发现，在Abu Gabra组中段发育以泥岩为主的砂泥岩互层沉积，表现为一组中频、连续、强能量密集反射段，标志着发育好—极好烃源岩。

(1) Kaikang南、北凹陷原油对比

通过分析Shelungo地区、Kaikang东断阶带和Kaikang-1井在内的Kaikang坳陷原油和油砂样品，其共同特点是三环萜烷含量较高，C_{24}四环萜烷含量较低，C_{24}四环萜烷/C_{23}三

环萜烷的分布范围为0.22～0.45，三环萜烷/五环萜烷的分布范围为0.25～0.53。C_{27}、C_{28}和C_{29}甾烷的分布，反映了原始母质输入为低等水生生物和陆生高等植物混源的共同特点。但在三环萜烷特征基本一致的情况下，Kaikang南、北凹陷原油具有明显差别。生物标记化合物指纹对比图表明，北部Shelungo－1井和Abu Likri－1井为同一类原油；南部Kaikang东断阶带原油指纹对比图分析结果也为同一类原油；而Kaikang－1井原油为另外一类单独的原油，其生物标志物明显不同于前两类原油。它的基本特征是三环萜烷特别高，其含量已经远大于五环萜，具有很高的C_{30}重排藿烷，特高的Ts/Tm值，C_{27}、C_{28}、C_{29}规则甾烷组成也明显不同于北部Shelungo和南部Kaikang东断阶带原油，为近反L型构型，说明Kaikang－1井生油母质的沉积环境与Shelungo和Kaikang东断阶带原油母质完全不同。Shelungo地区原油和Kaikang东断阶带地区原油样品相比，Shelungo地区原油能检测到高等植物母源的双杜松烷，同时含有较高的C_{29}Ts、C_{30}重排藿烷，表明Shelungo地区原油母质陆源有机质供应要多于南部Kaikang东断阶带。伽马蜡烷/C_{31}Ts藿烷分布范围为0.72～1.28，呈现出Shelungo地区原油低的特征。表明原油形成环境两地有所差异，南部Kaikang东断阶带附近沉积水体的盐度要稍高于北部。这同杜松烷、C_{29}Ts、C_{30}重排藿烷反映的特征一致，说明Kaikang南凹的水体可能比北凹要深，因此母质类型要好于北部地区。Kaikang槽原油的成熟度参数C_{31}藿烷S/（S+R）和C_{29}甾烷$\alpha\alpha\alpha$20S/（20S+20R）值分别为0.59～0.61、0.47～0.57，均为成熟原油。

（2）含油气系统的划分

根据含油气系统的定义和烃源岩评价、油—油对比和油源对比结果，并根据烃源岩的空间展布可以将Kaikang坳陷划分出2个相互独立的含油气系统：Kaikang北含油气系统（!）和Kaikang南含油气系统（!）（图7－19C、D）。

1）Kaikang北含油气系统（!）。Kaikang槽是一个古近纪强烈沉陷的裂谷。巨厚的古近系和新近系使得在拗陷内部探井难以钻探到Abu Gabra组，从而给油源对比带来了难度。但是，前面地球化学研究已经证实，目前已发现的油流井的原油来自Abu Gabra组烃源岩。图7－19（C）是Kaikang北含油气系统事件图。目前已发现的商业油流主要分布在Abu Gabra、Bentiu、Aradeiba和Nayil组中。

2）Kaikang南含油气系统（!）。图7－19D是Kaikang南含油气系统事件图，记录了基本地质因素及过程与时间的关系。目前仅Kaikang－1井Tendi组和El Mahafir－1井的Nayil组获得油流。油源对比初步证实烃类是从下白垩统Abu Gabra组烃源岩运移而来的。Tammor－1井的钻探虽然失利，但证实了该含油气系统内Bentiu、Aradeiba组等也将是潜在的成藏组合。

第五节　被动裂谷盆地油气藏形成和分布规律

油气藏是地壳上油气聚集的最小单元，其分布不是孤立的，而是成群成带分布，受到地质历史时期板块构造演化、区域地质构造、古气候、古地理控制下形成的岩性岩相等诸多因素的控制。油气藏（田）也是地质家和勘探家关心的核心问题，许多地质家都曾研究和探讨过油气藏分布的控制因素，试图发现规律，指导勘探，发现更多的油气藏（田），预

测剩余的油气资源。本节主要以苏丹裂谷盆地为例，探讨被动裂谷盆地的油气成藏机理和成藏模式。

一、油气藏的形成

1. 不同区带的油气成藏

目前所发现的油藏在平面分布上均表现出明显的分布规律，大多数油气藏均围绕两个盆地次级凹陷呈环状分布，1 区油藏多围绕 Unity 次凹分布，如次凹东侧斜坡上分布的 El Toor—Munga 油田带，西侧为 Unity—Talih 油田带；2 区油藏多围绕 Bamboo 次凹分布，如次凹西侧的 Heglig—Tayib—Bamboo 油田带，次凹东侧由于为陡带，目前虽未形成规模油藏带，但 Jamouse－1 井和 Nabaq East－1 井已展示出一定的油气潜力。

根据油气藏的分布、构造展布以及成藏组合等特征，可以将 1、2 区分成以下几个油气成藏带：边界断层控制的油气成藏带、缓坡带和转换带。

(1) 长期继承性发育的边界断层控制油气成藏

Unity—Talih—Khariet 成藏带是一个长期继承性发育的边界断层控制的构造带。该成藏带的油气主要靠东面的 Unity 次凹提供，成藏带以 Unity—Talih 为主体，Khariet 为其向西的延伸；主体部分的构造背景为一大型背斜，并由多期北北西向断层切割，Unity 和 Talih 油田即位于背斜的脊部，Khariet 地区为背斜西翼被断层切割成的一系列反向断块。由于两期断层在此相交（即北北西向白垩系断层和北西向古近系断层），使该区的断层活动较 1、2 区其他地区要复杂一些；断层的多期活动使来自东面 Unity 次凹，并沿 Bentiu 地层侧向运移过来的油气不仅在 Bentiu—Aradeiba 储盖组合中有所聚集，而且，沿断层向上运移，进入上覆 Zarqa—Ghazal 储盖组合内。由于 Unity—Talih 地区的背斜背景，使 Zarqa—Ghazal 砂泥岩交互形成的储盖组合对断层的侧向封堵条件要求降低，因而形成自 Bentiu—Aradeiba 到 Zarqa—Ghazal 的多套油藏组合（以层状油藏为主）。

(2) 大型缓坡带控制的油气成藏

Heglig—Bamboo 油气成藏带位于 Heglig—Bamboo 凹陷西部缓坡带。重力资料和构造成图均清楚地表明，盆地主要的盆内隆起 Unity—Heglig 隆起整体呈北北西—南南东向延伸，在 Heglig 油田南端附近，该隆起向北分成两支，一支经 Higlig 油田继续呈北北西向往北延伸，另一支则变成北西向朝 Tafab 地区伸展，两个分支之间为一相对较低的凹地；Heglig—Bamboo 成藏带即为北北西向分支。该成藏带现已发现了 Higlig、Toma、Laloba、Umm Batutu、Tayib、Bamboo、Bamboo West 等油田，其中，后五个油田构成了北北西向延伸的稠油带。该成藏带的油气显然由 Bamboo 次凹供给，其位置处于 Bamboo 次凹的缓斜坡上，属油气运移的优势方向。由于该构造带为一明显的白垩纪构造带，古近纪相对稳定，故大多数油气集中分布于 Bentiu—Aradeiba 成藏组合内，无油气上窜现象。该区的油气圈闭类型多为反向断块和断垒。油气田的展布明显受构造隆起的走向控制，多分部于隆起脊部和隆起东侧迎油气运移方向一侧。根据该油气成藏带的油品向北变稠的趋势可以推断油气运移的指向可能是向北的，而位于 Bamboo 油田以北的 Mundara－1 井，虽然构造落实，而且也处在隆起带脊部的上倾方向上，但钻井结果全干，无任何油气显示，这一事实可能说明该井的位置已超出了油气运移的最大范围，油气运移的最北边界可能处在 Bamboo 油

田和 Mundara-1 井之间的某个位置。另外，该带油品向北变稠也可能是由于北部地层水活跃造成的，或者是由于差异运移和地层水活跃共同造成的。

（3）构造转换带控制的油气成藏

在 Muglad 盆地 Unity 次凹和 Bamboo 次凹之间，明显存在着一个近东西向的构造转换带，将两个次凹分开。一般来说，构造转换带是一个比较有利的油气聚集带，因为它能够接受来自两个次凹的油源。目前，在该带已经发现了 El Toor、Toma South、Wizeen、Wizeen North、El Nar、El Nar North、El Harr、Faras East 等油田，而且大多数为高产油田。该带的局部圈闭在构造上多为反向断块，产层都为 Bentiu—Aradeiba 砂岩（见图 7-9）。

在 Melut 盆地北部拗陷中的北部凹陷和南部凹陷之间的 Palogue 转换带，发现了 Palogue 大油田。Palogue 构造是一个横向插入凹陷的古隆起，经后期沉积地层披覆而形成现今构造。Palogue 古隆起横插入生油凹陷，距生油凹陷最近，圈闭形态好，利于油气聚集保存。而且在构造转换带上发育的辫状河三角洲砂体分布区是最有利的油气富集区。

2. 不同构造样式油气成藏

到目前为止，在 Muglad 和 Melut 盆地已经发现了 50 多个油田，油藏总数有 150 多个，主要为构造圈闭，可以进一步划分为背斜和断块圈闭两类。

（1）滚动背斜和逆牵引背斜油气藏的形成

滚动背斜和逆牵引背斜是同裂谷期构造圈闭发育的主要类型，它们是生长断层上盘伴生的典型圈闭，圈闭的大小和幅度受生长断层的倾角和生长速率控制。在 Muglad 和 Melut 盆地早白垩世同裂谷期一般边界断层较陡，不易发育大型的滚动背斜和逆牵引背斜，只是发育小型的背斜构造，如 Jamouse 滚动背斜油藏。在古近纪裂谷期则发育大型披覆背斜构造，古近系油气藏的形成主要取决于油气的充注条件。

Unity 油田分布在 Heglig—Unity 凸起，是一个典型的背斜构造，含油层位多，自下而上有 Bentiu、Aradeiba、Zarqa、Ghazal 等层，构造中部形成背斜油藏，两翼形成反向断块圈闭。

（2）断块油气藏的形成

断层圈闭的形成可以由单一断层形成断块油气藏，也可以由两条断层联合形成断块油气藏。

1）单断层控制的断块油气藏形成机理。

反向断块（断鼻）油气藏。当断盘沿断面活动时，断盘的旋转活动在断层上升盘形成翘倾圈闭。由于正断层倾向与地层倾向相反，称之为反向翘倾断块（断鼻）（图 7-24）。Aradeiba 组发育的区域性厚层泥岩为 Bentiu 组储层提供了良好的盖层和侧向封堵条件，所以该圈闭类型是苏丹 Mugald 盆地的主要圈闭类型。截至目前，发现该圈闭油藏为 46 个，探明石油地质储量为 22.5×10^8bbl，占 62.7%。

同向断块油藏。同向断块是在断盘下降时未发生明显旋转，断面与地层倾向一致。一面靠断层和三面靠地层倾斜闭合形成的圈闭。根据储盖特点，同向断块（断鼻）的主要目的层多是 Aradeiba、Zarqa 和 Ghazal 组砂层，而 Bentiu 组目的层形成的有效圈闭较少。因为同向断块（断鼻）的 Bentiu 目的层与上升盘的 Bentiu 块状砂岩接触，断层侧向封堵条件

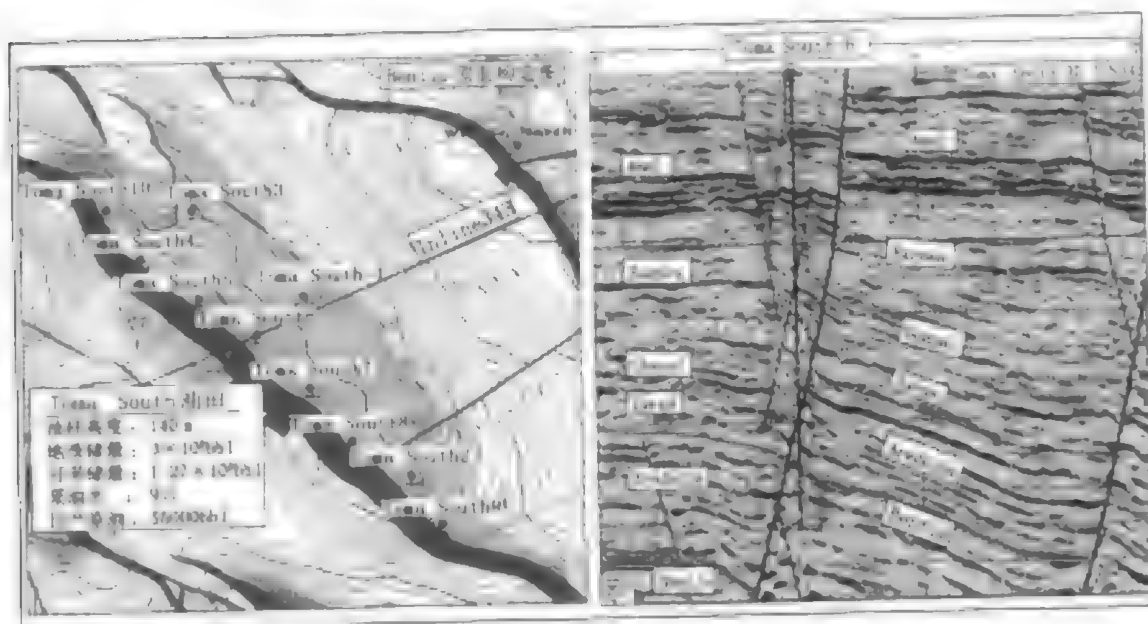


图 7－24　Toma South 反向断块圈闭油藏

差，只有当 Aradeiba、Zarqa 或 Ghazal 砂岩储层与上升盘的 Aradeiba 或 Zarqa 大套泥岩接触形成较好的断层侧向封堵时才能捕集油气。

2）双断层控制的油气藏形成。

屋脊断块油藏，一般分布在凸起两边，油层多数为单目的层，由于正断层上升盘地层和断层面倾向相反，地层无回倾现象，侧向有上部地层泥岩遮挡而形成圈闭。

地垒断块油藏，两条正断层倾向相反，一侧正断层延伸至生油凹陷为油源断层，另一侧正断层起封闭富集油气的作用。

相向断层转换带断块油藏，两条交叉正断层的上升盘或者正断层走向拐弯，分布在断裂转折带或者二组不同走向断层交叉区，如 Kharian 油田，是由一条北西向断层和一条近东西断层交叉处上升盘的翘倾断块圈闭，靠近西边西掉大断层，油源断层由于断距大，断层两侧砂岩与砂岩见面，侧向封堵条件不好，因此它的主控因素是小断距、小断层的墙角翘倾断块，靠 Aradeiba 下部泥岩侧向封堵而成。

两条或三条断层交汇，形成两或三面断层和两或一面地层倾斜闭合的圈闭，称墙角断块，这种圈闭的两或三面依靠断层遮挡，勘探风险一般较高，需要三维地震资料落实圈闭（图 7－25）。

同向断层转换带断块油藏，两条断向相同的正断层交错转换的屋脊断块，断裂以雁行式排列，首尾转换，在两条断层上下盘交替处，地层发生小幅度的弯曲，有机匹配形成良好油藏。

(3) 复合型油气藏的形成

复合型圈闭由构造、沉积、地层和水动力等两种或两种以上因素形成，此类圈闭形成的油气藏规模大小与圈闭面积大小和砂体大小有关，且以层状油藏为主，Muglad 盆地复合

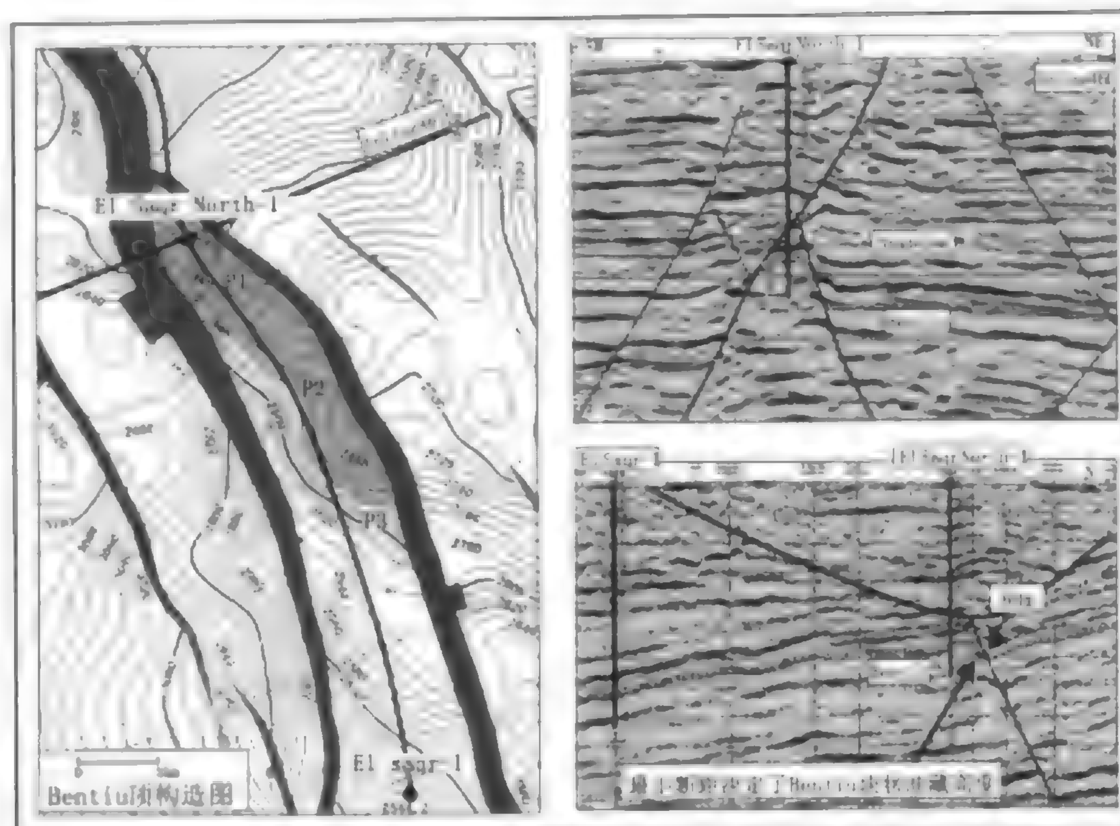


图 7－25　El Saqr North 墙角断块油藏

型圈闭主要以构造—岩性圈闭为主，如 El Toor 油田的 Aradeiba E 和 F 砂岩层油藏和 Heglig、Taiyib 等地区 Aradeiba 层油藏属于此类油藏。由于 Aradeiba 组为大套厚层泥岩中夹薄层砂岩，砂岩在平面上分布不连续，油气通过断层运移到 Aradeiba 组砂岩中，被断层和岩性所封堵而形成构造—岩性油气藏。

3. 高酸值油藏的形成

原油酸值是表示原油中酸性物质的总含量，以中和 1g 原油所需的 KOH 为计量单位，用 mgKOH/g 表示。一般将酸值含量大于 0.5mgKOH/g 称为高酸值原油，高酸值原油的形成可分为原生和次生两大类。

(1) 原生高酸值油藏的形成

原生高酸值油藏主要是指在有机质生烃过程中或者油气聚集过程中，由于其生源母质或沉积环境形成的原生酸性物质。这种来源的酸性物质，其酸值的高低受有机质成熟度影响，随着成熟度的增加，原油酸值降低。这是由于未熟—低熟油具有较高的非烃含量，而原油酸性化合物主要赋存在非烃中；随着成熟度的增加，非烃及沥青质裂解为饱和烃和芳香烃，酸值也就随之降低。如 Melut 盆地 Anbar－1 井上白垩统 2486～2489m 原油 C_{29} 20S/(20S＋20R) 为 0.571，饱和烃保存完整，没有受到生物降解，总酸值（TAN）达到 0.99mgKOH/g，是典型的原生高酸值原油。

统计发现，原生高酸值原油既有甾烷异构化参数达到平衡终点的高成熟原油，也有甾烷异构化参数尚低的低熟原油；既有海相烃源岩来源的原油，也有内陆湖相烃源岩来源的原油。说明原始母质和热演化程度不是形成高酸值原油的决定因素，但可能与局部沉积有机微相或储集微环境的变化有关，而且有一点是可以肯定的，即原生高酸值原油的酸值较生物降解型高酸值原油的酸值低得多，普遍小于 2.0mgKOH/g。

（2）生物降解型高酸值油藏的形成

次生高酸值油藏的主要是在生物降解作用及水洗等后生过程中形成的。

通过对 Muglad 和 Melut 盆地、中国的渤海湾盆地和加拿大的 BM 和 Williston 海相盆地的对比研究发现，随生物降解程度（Peters 和 Modowan，1993）的增加，其酸值增加。原油总有机酸浓度与原油酸值线性相关，与原油密度线性相关；低降解程度原油相对严重降解原油更富含脂肪酸；生物降解型高酸值原油富集金属元素 Sc、Ni、Sr、Ca、Mn 和 Fe 元素，尤其是金属元素钙；环烷酸是有机酸的主要成分，占 80% 以上，黏度随总酸值指数关系增加，反映非烃质组分是控制酸值的最主要成分。首次发现海相和湖相环境形成原油的酸值随生物降解的速率不同，湖相远高于海相。湖相原油在降解 1～2 级即可形成总酸值大于 1 的高酸值原油，而海相原油在降解达到 4～5 级才形成高酸值原油（图 7－26）。

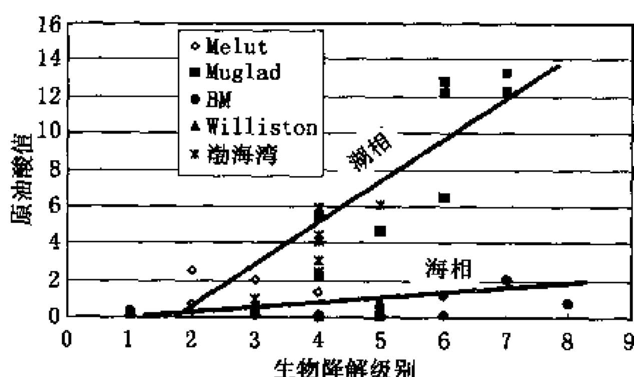


图 7－26　不同沉积环境高酸值原油总酸值与生物降解程度关系图

二、油气藏的分布规律

中国东部陆相断陷盆地经过 40 多年的勘探开发实践，形成了复式油气聚集（区）带理论和隐蔽油气藏理论，有效地指导了中国陆相盆地的勘探。在苏丹裂谷盆地，通过勘探和研究工作，认为油气藏的形成和聚集有别于中国东部，具有其自身的成藏特点。

1. 油气跨时代聚集成藏模式

在 Melut 盆地同裂谷期下白垩统烃源岩生成的油气运移到古近系 Yabus 和 Samma 组中聚集成藏形成大油田。同裂谷期块断活动不强烈，在断陷发育的鼎盛时期形成一套暗色泥岩，裂谷只有一个完整的“粗—细—粗”的沉积旋回，同裂谷期层序中形成的烃源岩缺乏直接的有效区域盖层。同时，由于边界断层一般较陡，早期缺乏大型隆起、断块等构造，因而披覆构造和差异压实背斜不发育，只在边界断层上盘发育小型的滚动背斜构造，但是由于边界断层相对较陡，因而形成的背斜规模小。在后裂谷期由于沉降不明显，缺乏大型滨浅湖相，代之以巨厚的大面积分布的砂岩沉积为主，不易形成各种构造。古近纪 NNW—SSE 向的伸展作用一方面激活早期断层，使得下伏的活跃烃源岩生成的油气沿断层垂向运移聚集到后裂谷期层序中。在 Melut 盆地，上白垩统缺乏区域盖层，下白垩统烃源岩生成的油气直接运移聚集到古近系 Yabus 和 Samma 组中，如目前发现的苏丹最大的油田——

Palogue 油田（图 7－27）。

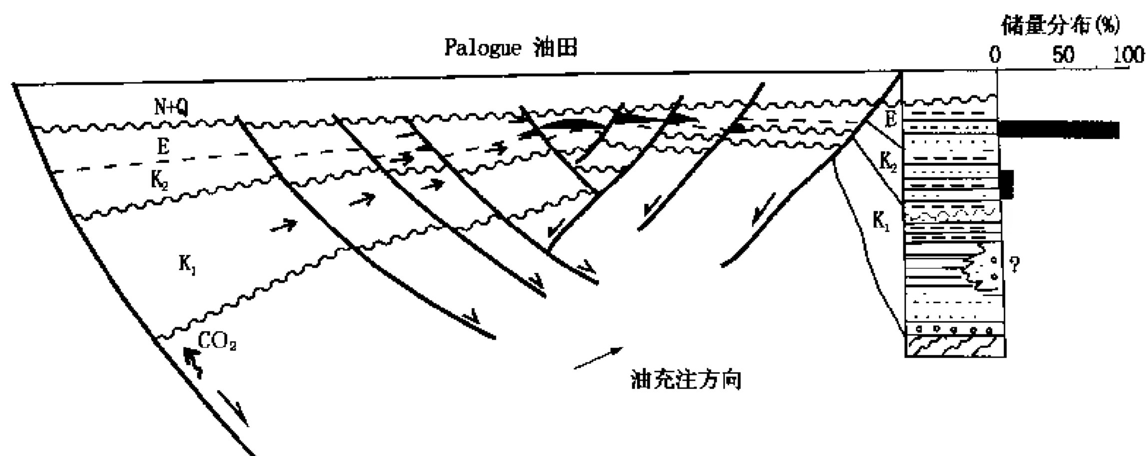


图 7－27 苏丹 Melut 盆地油气藏分布模式图

断陷期单旋回性决定了油气富集主要靠上覆的区域盖层。而渤海湾盆地断陷期多旋回的特点决定了在同裂谷期层序中形成了多个生储盖组合，油气主要运移和聚集在同裂谷期层序中。

2. 上白垩统反向断块油藏聚集模式

苏丹裂谷盆地群在白垩—古近纪经历了三期裂谷发育旋回，多旋回裂谷的叠置使得早期的背斜构造破碎成若干断块。在 Muglad 盆地，上白垩统以反向断块圈闭为主。油气主要聚集在上白垩统 Aradeiba 组区域盖层控制的 Bentiu 组中（图 7－28）。

3. 构造转换带油气富集成藏模式

盆地中凹陷间的转换带也是油气优势聚集的场所。在 Muglad 盆地 Bamboo 和 Unity 凹

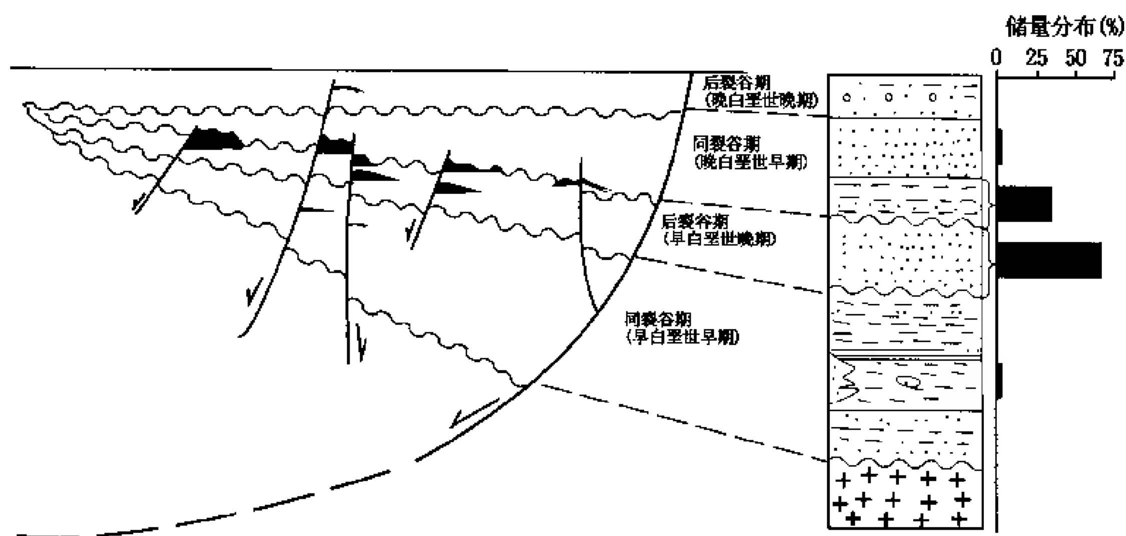


图 7－28 苏丹 Muglad 盆地油气藏分布模式图

陷之间的转换带是一个早期的古隆起，长期继承性，后期的断层和两侧活跃烃源岩提供了大量的油气，目前已经发现了 Toma South、El Nar 和 El Toor 等油田，其探明储量占两个凹陷总探明储量的 20%。在 Fula 坳陷中的北部凹陷和南部凹陷之间的 Fula－ Moga 转换带，探明的储量占整个坳陷总储量的 97%，其中 95%聚集在 Bentiu 组反向断块中。在 Melut 盆地，Palogue 转换带是有利的油气富集区。

第六节　主动和被动裂谷盆地油气藏形成和分布的对比分析

以中国东部渤海湾盆地为典型的主动裂谷盆地在形成、演化、热史、沉积特征、含油气系统的形成，以及油气藏的形成和分布等，与以苏丹裂谷盆地为典型的被动裂谷盆地具有明显的差异（表 7－1）。

表 7－1　陆内裂谷的成因与石油地质特征对比表

特　征	主动裂谷	被动裂谷
伸展模式	隆起伸展：重力扩张和底辟作用；后裂谷期热沉降量较大	以纯剪切或简单剪切为主，后裂谷期沉降量较小；往往上覆新生的主动裂谷盆地
盆地和断陷规模	盆地规模大，由若干半地堑组成，单个地堑规模3000km²左右，具明显继承性	盆地规模相对较小，由 3～10 个半地堑组成，平面上斜向排列，迁移性明显
沉积充填	同裂谷期层序由多个粗—细—粗旋回组成，夹火山岩，砂体呈环带状分布	同裂谷期层序由单一的粗—细—粗旋回组成，火山岩不发育，调节带控制主力砂体分布
烃源岩类型与分布	同裂谷期湖盆范围广，有效烃源岩面积占断陷总面积的 60%以上	同裂谷期湖盆范围靠近边界断层分布，有效烃源岩面积占断陷的面积一般小于 60%
火山活动	早期强烈火山活动，典型的碱性镁铁质—长英质的双态成分	早期缺乏火山活动
地热史	在同裂谷期为高地温（一般大于 30℃/km），且逐渐降温	在同裂谷期为低地温（一般小于 30℃/km）
断陷几何特征	半地堑为主，发育中央背斜构造带，边界断层一般较缓，以犁式为主	半地堑为主，不发育中央背斜构造带，边界断层一般较缓，以犁式为主
伸展量	伸展量大，一般大于 30%	伸展量较小，一般小于 30%
主要圈闭类型	披覆背斜、滚动背斜、古潜山	反向断块、披覆背斜
主要成藏带类型	中央背斜构造带、潜山带、挠曲带	横向构造调节带、转换构造带
油气藏分布	分布层位由盆地边部向中心变新；构造带和岩相带控制油气分布，油气主要富集在同裂谷期层序	分布层位远离剪切带变新；构造调节带控制油气分布，油气主要富集在后裂谷期层序和/（或）上覆新生的同裂谷期层序中

1）盆地下伏有明显的地幔柱，地壳减薄明显，裂陷早期的火山活动强烈，在整个同裂谷期火山活动逐渐减弱，地温梯度一般大于 30℃/km，通常为 35～45℃/km。由于在同裂谷期岩浆活动的扰动，存在多个次级的沉积旋回，形成多套储盖组合。后期的热沉降明显，

存在明显的粗—细—粗的旋回，可以独立形成含油气系统，如松辽盆地。

2）盆地由多个独立断陷组成，断陷结构以半地堑为主，边界断层一般较缓，以犁式断层为主。伸展量较大，伸展因子一般大于30%。断陷一般划分为陡坡带、深凹带、中央构造（背斜）带和缓坡带，油气藏的主要圈闭类型是各种类型的背斜，其次是古潜山。

在被动裂谷中，大陆岩石圈内的张应力使岩石圈的强度减弱，从而使得热的地幔物质侵入到岩石圈中，地壳的减薄和伸展是第二阶段的产物，裂谷作用是区域应力场的被动响应（Allen和Allen，1990）。

被动裂谷盆地有以下特征（表7－1）：

1）盆地下伏的地幔柱宽缓，地壳减薄不明显，裂陷早期几乎没有火山活动，在整个同裂谷期的后期才有火山活动，地温梯度一般小于30℃/km，通常为25～33℃/km。由于在同裂谷期断陷的伸展具有稳定性，因此不存在多个次级的沉积旋回或次级沉积旋回不明显，往往只发育一套完整的储盖组合。后期的沉降作用不十分明显，以粗碎屑沉积为主，不发育好的生油岩，难以形成含油气系统。

2）盆地的结构虽然以半地堑为主，但边界断层一般较陡，以多米诺式断层为主。伸展量较小，伸展因子一般小于30%。断陷一般划分为陡坡带、深凹带和缓坡带三个单元，由于是远源应力场诱导，因此，具有一定的走滑分量，导致断陷内次级构造带的走向与盆地的走向呈一定的角度。油气储量主要分布在后裂谷期层序中或上覆的新生裂谷层序中，油气藏的主要圈闭类型是反向断块和新生裂谷层序中的大型披覆背斜。

参考文献

池英柳．1997．渤海湾盆地含油气系统形成与油气分布特征．见：胡见义和赵文智（主编）．中国含油气系统的应用和进展．北京：石油工业出版社，195～206

窦立荣．2000．二连盆地边界断层的生长模式及其对含油气系统的控制．石油勘探与开发，27（2）：27～30

窦立荣．2001．油气藏地质学概论．北京：石油工业出版社

窦立荣．2005．苏丹迈努特盆地油气成藏机理和成藏模式．矿物岩石地球化学通报，24（1）：50～57

窦立荣，Jon Turner．2000．北海维京地堑Beryl湾中、晚侏罗世高分辨率沉降分析及其意义．石油学报，4：26～31

窦立荣，程顶胜，李志．2004．苏丹Muglad盆地FN油田沥青垫的确认及成因分析．地球化学，33（3）：309～316

窦立荣，程顶胜，张志伟．2002．利用油藏地质地球化学特征综合划分含油气系统．地质科学，37（4）：495～501

窦立荣．2004．陆内裂谷盆地的油气成藏风格．石油勘探与开发，31（2）：29～31

胡朝元．1982．生油区控制油气田分布——中国东部陆相盆地进行区域勘探的有效理论．石油学报，3（2）：9～14

胡见义，黄第藩等．1991．中国陆相石油地质理论基础．北京：石油工业出版社

胡见义等．1986．非构造油气藏．北京：石油工业出版社

胡见义等著，2002．石油地质学前缘．北京：石油工业出版社

胡见义等．1984．中国东部第三系含油气盆地地层岩性油藏形成的地质基础和分布特点．石油学报，5（2）

李德生. 1980. 渤海湾含油气盆地的地质构造特征. 石油学报，1（1）：6～20

李德生. 1986. 渤海湾盆地复式油气聚集（区）带的开发前景. 石油学报，7（1）

刘池洋. 1990. 渤海湾盆地的裂陷伸展与断块翘倾. 见：赵重远，刘池洋等主编. 华北克拉通沉积盆地形成与演化及其油气赋存. 西安：西北大学出版社，30～42

陆克政，漆家福，戴俊生等. 1997. 渤海湾新生代含油气盆地构造模式. 北京：石油工业出版社

童晓光，窦立荣，田作基等. 2004. 苏丹穆格莱德盆地的地质模式和成藏模式. 石油学报，25（1）：19～24

童晓光，何登发. 2001. 油气勘探原理和方法. 北京：石油工业出版社

赵文智，张光亚，王红军. 2002. 石油地质理论新进展及其在拓展勘探领域中的意义. 石油学报，26（1）：1～12

赵文智，邹才能，汪泽成等. 2004. 富油气凹陷"满凹含油"论——内涵与意义. 石油勘探与开发，31（2）：5～13

赵文智. 2003. 中国含油气系统基本特征与评价方法. 北京：科学出版社

周吉平，2000，中油集团海外石油开发现状与前景。见：中国石油论坛报告论文集. 北京：石油工业出版社

Allen P A，Allen J R. 1990. Basin analysis：principles and applications：Oxford，England，Blackwell Scientific Publications，451

Bally A W，Snelson S. 1980. Realms of subsidence. In Miall A D (ed)，Facts and principles of world petroleum occurrence：Canadian Society of Petroleum Geology Memoir 6，9～75

Benkhelil J，Dainelli P，Ponsard J F，Popoff M，Saugy L，1988. The Benue Trough：Wrench fault related basins on the border of the Equatorial Atlantic. In：W. Manspeizer (ed)，Triassic - Jurassic Rifting - Continental Breakup and the Origin of the Atlantic Ocean and Passive Margins. (Developments in Geotectonics，22.) Elsevier，Amsterdam，789～819

Bosworth W. 1985. Geometry of propagating rift. Nature，316：625～627

Breitkreuz C，Franz，G，Urlacher G. 1991. Volcanological and tectonic features of the Meidob volcanic field (West Sudan) in relation to the Late Cretaceous intraplate evolution of Central Africa. In：Intraplate Dynamic Processes - Examples from Africa. Workshop Tech. Univ. Berlin，July 4～5. Sonderforschungsbereich 69 (Abstract)

Cartwright J A，Trudgill B D，Mansfield C S. 1995. Fault growth by segment linkage：an explanation for scatter in maximum displacement and trace length data from the Canyon lands Grabens of SE Utah. J. Struct. Geol.，17：1319～1326

Clark J P，Philp R P. 1989. Geochemical characterization of evaporite and carbonate depositional environments and correlation of associated crude oils in the Black Creek Basin. Alberta：Bulletin of Canadian Petroleum geology. 37：401～416

Curiale J A. 1993. Oil to source rock correlation—concepts and case studies，In M Engel and S Macko (eds)：Organic Geochemistry. New York，Plenum Press：473～490

Dou Lirong，Chang Liang. 2003. Boundary Fault Propagation Patterns and Their Control on the Formation of Petroleum Systems in the Erlian Basin，Eastern China. Marine and Petroleum Geology，20 (10)：1213～1224

Dou Lirong. 1997. The Lower Cretaceous petroleum system in NE China. Journal of Petroleum Geology，20 (4)：475～488

Dou Lirong，Zhu Yuheng，Yang Tao，Xu Shubao，Ping Xuecong，Tan Hong. 1998. Origins of Heavy Oils

in the Erlian basin, NE China. Marine and Petroleum Geology, 15 (8): 769～781

Downey M W. 1984. Evaluating seals for hydrocarbon accumulations. AAPG, 68: 1752～1763

Fairhead J D. 1988. Mesozoic plate tectonic reconstructions of the central South Atlantic Ocean: the role of the West and Central African rift system. Tectonophysics, 155: 181～191

Genik G J. 1993. Petroleum Geology of Cretaceous－Tertiary Rift Basins in Niger, Chad, and Central African Republic. AAPG, 8: 1405～1434

Girdler R W, Fairhead J D, Searle R C, Sowerbutts W T C, 1969. Evolution of rifting in Africa. Nature, 94: 241～252

Gregory J W. 1894. Contribution to the physical geography of British East Aftica. Geogr. J., 4: 290～315

Guiraud R, Bosworth W. 1997. Senonian basin inversion and rejuvenation of rifting in Africa and Arabia: synthesis and implications to plate-scale tectonics. Tectonophysics, 282, 39～82

Guiraud R, Maurin J C. 1992. Early Cretaceous Rift of Western and Central Africa: An Overview. Tectonophysics, 213: 153～168

Khain V Ye. 1992. The role of rifting in the evolution of the Earth's crust. In: P A Ziegler (ed). Geodynamics of Rifting, Volume III. Thematic Discussions. Tectonophysics, 215: 1～7

Ladwein H W. 1988. Organic geochemistry of the Vienna Basin; Model for hydrocarbon generation in overthrust belts. AAPG, 72: 586～599

Lowell J D, Genik G J. 1972. Sea floor spreading and structural evolution of southern Red Sea. AAPG, 56: 247～259

Lowell J D, 1985. Structural styles in petroleum exploration: Tulsa, Oklahoma, Oil and Gas Consultants International, Inc., 477

Magoon L B, Valin Z C. 1994. Overview of petroleum system. In Magoon L B and Dow W G (eds): The Petroleum System - From Source to Trap. AAPG Mem. 60: 329～338

Mascle J, Blarez E, Martinbo M. 1988. The shallow structures of the Guinea and Ivory Coast－Ghana transform margins: their bearing on the Equatorial Atlantic evolution. Tectonophysics, 188: 193～209

McHargue T R, Heidrick T L, Livingston J K. 1992. Tectonostratigraphic development of the interior Sudan rifts, Central Africa. Tectonophysics, 213: 187～202

Mohamed Y, Pearson M J, Ashcroft W A, Illife J E, Whiteman A J. 1999. Modeling Petroleum Generation in the Southern Muglad Rift Basin, Sudan. AAPG, 83: 1943～1964

Morgan P, Baker B H, 1983. Introduction－processes of continental rifting: Tectonophysics, 94: 1～10

Morley C K. 1989. Extension, detachment and sedimentation in continental rifts (with particular reference to East Aferica), Tectonics, 8: 1175～1192

Morley C K. 1999. Patterns of displacement along large normal faults: Implications for evolution and fault propagation, based on examples from East Africa. 83: 613～634

Morley C K, Nelson R A, Patton T L, Munn G G. 1990. Transfer zones in the East African rift system and their relevance to hydrocarbon exploration in rifts. AAPG, 74: 1234～1253

Nelson R A. 1992. Rift-segment interaction and its relation to hydrocarbon exploration in continental rift basin. AAPG, 8: 1153～1169

Nestervo I I, Salvamanov F K, Kontorovich A E, Kulakhmetov N K, Surkov V S, Trofimuk A A, Shpilman V I. 1990. West Siberian oil and gas superprovince. In: Brooks, J. (ed), Classic Petroleum Province. Geol. Soc. London Special. Publ., 50: 491～502

Passey Q R, Screany S, Kulla J B, Moretti F J, Stroud J D. 1990. A practical model for organic richness

from porosity and resistivity logs. AAPG, 74 (12): 1777～1794

Patton T L, Moustafa A R, Nelson R A, Abdine S A. 1994. Tectonic evolution and structural setting of the Suez rift. In: Landon S M (ed) Interior Rift Basin. AAPG Memoir 59: 9～56

Peacock D C P, Sanderson D J. 1991. Displacement and segment linkage in strike-slip fault zones. J. Struct. Geol., 13: 1025～1035

Peacock D C P, Sanderson D J. 1991. Geometry and development of relay ramps in normal fault systems. AAPG, 78: 147～165

Rosendahl B R. 1987. Architecture of continental rifts with special reference to East Africa: Annual Review Earth Planetary Science, 15: 445～503

Schull T J. 1998. Rift Basins of Interior Sudan: Petroleum Exploration and Discovery. AAPG, 10: 1128～1142

Sengor A M C, Burke K. 1978. Relative timing of rifting and volcanism on Earth and its tectonic implications. Geophys. Res. Lett., 5: 419～421

Turcotte D L, Emermann S H, 1983. Mechanisms of active and passive rifting. Tectonophysics, 94: 39～50

Welte D H, Hagemann N, Hollerbach A, Leythaeuser D, Stahl W. 1975. Correlation between petroleum and source rock, in Proceedings of Ninth World Petroleum Congress: Applied Science Publishers, 2. Tokyo: 179～191

Willemse E J M, Pollard D D, Aylin A. 1996. Three dimensional analysis of slip distribution on normal fault arrays with consequences for fault scaling. J. Struct. Geol., 18: 295～309

Wilson M, Guriaud R. 1992. Magmatism and rifting in Western and Central Africa, from Late Jurassic to recent times. Tectonophycics, 213: 203～225

Wright J B, 1981. Review of the origin and evolution of the Benue Trough in Nigeria. Earth Evolution Scences, 2: 98～103

Wycisk P, Klitzsch E, Jas C, Reynolds O. 1990. Intracratonal sequence development and structural control of Phanerozoic strata in Sudan. Berl. Geowiss. Abh., 120: 45～86

Ziegler P A. 1992. Plate moving mechanisms and rifting. In: P A Ziegler (ed). Geodynamics of Rifting, Volume III. Thematic Discussions. Tectonophysics, 215: 9～34

第八章 中国叠合含油气盆地与海相石油地质

第一节 概 述

显生宙以来的多旋回构造演化历史，在中国形成了广泛分布的由元古代—古生代海相—海陆过渡相沉积与中、新生代陆相沉积叠合发育的含油气盆地。所以，叠合含油气盆地可以看作是中、新生代形成的大中型陆相盆地与其叠置的被改造切割的海相元古界和古生界古老地层的地层构造组合。不难看出，中国海相石油地质与叠合盆地石油地质密切相关，为此本章将这两个问题放在一起来讨论。

叠合盆地演化历史长，叠置发育的沉积层系多，经历的构造变动也多，多套烃源岩在不同阶段所处构造背景不同，地温场也有很大变化，所以油气的生成、运移、聚集成藏与调整改造过程相当复杂，油气分布也复杂多变，与具有一期成藏特点的简单含油气盆地有很大的不同。近年来的研究表明，叠合含油气盆地石油地质具有以下诸方面的特殊性。

1）叠合盆地中深层多发育超压带。国内外已有多位学者注意到，超压条件下，烃源岩的演化不完全遵从蒂索（Tissot *et al.*，1978）的生烃模式。突出的表现是生烃门限出现的深度比以往认识的更深，液态窗下限的深度也比以往理解的更大。这可能导致对油气初次运移必须考虑新的动力机制，同时深层找油的潜力将大大提高。

2）叠合盆地中深层可发育较好储层。统计显示，一般情况下，储层孔隙度和渗透率随埋深增大会变差，达到一定深度，储层就会因压实等成岩作用强烈而变为非储层。但在叠合盆地中深层，储层在总体偏差的背景下，有以下几种情况可使储集物性变好，因而增加了在叠合盆地中深层发现大中型油气田的机会。

①早期成藏。即现今埋至很深的某个目的层段，在地质历史的某个时期，当埋深不大、储层物性尚好时，就已充注了油气。后来被深埋以后，由于化学胶结等成岩作用几近终止，物性损失不大。因而在现今看来不可能再有优质储层存在的深度，仍有很好的储油气层系发育，其中的油气资源经济性还相当好。这样的例子在准噶尔盆地腹部三叠系以下层系、塔里木盆地古生界都存在。

②晚期快速深埋。即现今埋深很大的层系，实际上被深埋的时间发生很晚且很短，在较早时期漫长的地质历史中并未被深埋过，因而储层的成岩作用并不强烈。而当其被深埋以后，成岩作用未充分发生，因此便有很好的物性条件保存下来。这样的例子出现在塔里木盆地库车地区。

③由次生作用形成的储层，包括溶蚀作用形成的淋滤带、构造等作用形成的裂缝带、超压产生的“支撑”作用以及一些特殊的岩类如砂砾岩、火山岩和变质岩等，都可在很大的深度上保存良好的物性。我国东部渤海湾盆地古近系沉积层系之下的一些潜山、中西部叠合盆地发育的潜伏古隆起与一些盆地深层发育的火山岩体，储集物性都不会受埋深的影响过大，可有良好的储集物性。

3）叠合盆地油气分布具有特殊性。叠合盆地发育多套烃源岩，有多个生烃灶，有多期生烃和成藏，也经历了多次构造变动和油气藏调整改造，因此其油气分布具有特殊性。

①处在同一个二级构造带上不同构造的形成期可有较大变化，由此导致同一个区带与生烃凹陷配置关系相当的不同目标的含油气性，因与大量生、排烃期的匹配关系不同，而有较大差别。所以，基于一期成藏单旋回含油气盆地总结提出的二级构造带的概念在有些叠合盆地已不完全适用。

②叠合盆地由于经历的构造变动多，那些先于构造运动所形成的油气，有些已被破坏掉了，有些在随后的多次运动中发生了不止一次的调整，使其现今所分布的部位和层段已经大大远离了其原始的生烃灶。因此，叠合盆地中有些层系中的油气分布，已经超出了由对一期成藏单旋回盆地油气藏形成与分布总结而产生的“源控论”，对油气现今分布位置的预测，必须采取“顺藤摸瓜”的方式，在过程恢复与重建的基础上，仔细追踪确定油气藏现今所在的位置。

③对叠合盆地中所发育圈闭的理解，也似乎不同以往。有些地区生储盖匹配不理想，因而对圈闭的理解应考虑更全面一些。一些看似很完整的背斜构造，实际上由于或缺少储层，或不具备与烃源岩的联系，而不能称为有效圈闭，需要在系统研究的基础上仔细甄别。

4）叠合盆地有丰富的油气资源，但油气分布相当复杂。因此，叠合盆地中大油气田的发现不完全遵从简单的发现模式，往往有多阶段，大发现延续的历史很长。此外，由于叠置复合于同一坳（凹）陷中的不同层系所处的原盆地类型、背景与热体制都有很大不同，且叠置层系之间又难免发生过大的构造变动，因此，剖面上相互为邻的两个层系中，油气生成、运移、聚集与分布都可能存在很大变化，不能从对一个层系的油气勘探获得的认识和经验，简单地照搬用于指导新层系的勘探和认识。这就需要针对不同层系的特点，选择不同的勘探思路和技术，这样对叠合盆地的勘探找油气工作才不会走弯路。同样，每一个新层系或者新凹陷经过一段时间的勘探和认识积累，就会有新的突破，使大油气田的发现有多个，储量增长呈现多峰式。

5）近年来叠合盆地中下组合勘探获得了一系列新发现，表明其良好勘探潜力。但同时叠合盆地勘探也面临一系列问题，包括资源潜力评价、区带优选、目标描述技术等。因此，叠合盆地油气勘探技术的使用具有层次性和选择性。在不同的勘探阶段，应根据要落实和完成的主要任务，选择不同的勘探技术；针对不同的勘探对象，有效的配套技术系列也应区别对待。

海相层序绝大多数发育在叠合盆地的深层。就中国海相沉积层序而言，其石油地质特征很多都与世界典型海相沉积盆地不同。主要表现在：中国海相地层时代普遍较老，分布于叠合盆地沉积层的最下部，经历多次构造变动与叠加改造，大陆边缘沉积受陆—洋聚敛与后期盆山耦合强烈作用，破坏严重，沉积组合中碳酸盐岩所占比例偏高。因此，对海相地层的油气勘探不能照搬经典的海相油气地质理论和模式。例如，海相层序中烃源岩时代老，有机质丰度较低，演化程度高，天然气资源占主导，且油气资源潜力与古老烃源岩的接力生烃或二次生烃密切相关；储层以次生碳酸盐岩为主，好的海相砂岩储层以及颗粒型碳酸盐岩储层相对不发育；海相层系圈闭规模较小，缺乏大型构造圈闭，以岩性地层型圈闭为主；油气成藏的多次调整和变动，使得现今所保留下来的油气聚集，很多可能已经远离了生烃灶，到了一般“源控论”所不能知晓的地方（赵文智等，2002）。

第二节　叠合盆地石油地质特征

中国大陆独特的构造背景与多旋回演化历史，使得一般在中浅层陆相盆地之下都发育有古生界海相盆地或更早的陆相盆地，这种在地壳的某一负向构造单元内，多时代、多类型沉积盆地相对集中发育而形成的一类沉积盆地，笔者称之为叠合盆地。近年来的勘探与研究发现，叠合盆地中下部组合的油气地质特征与我们较为了解的中浅层陆相盆地的石油地质特征以及世界上经典的海相石油地质理论有很大的不同。认识这些特征对于更新勘探思路和拓展勘探领域具有重要意义。

一、叠合盆地类型

叠合盆地至少应具备以下四个基本特点：①各时代盆地形成的动力学机制和结构特点明显不同；②发育多套烃源岩，可有多个生烃凹陷，具有多个生、排烃期和多个成藏期（胡见义等，1991；赵文智等，1991；胡见义，赵文智，1997）；③纵向上可以划分出多套储盖组合，不同层系内部油气的生排烃与成藏过程有较大变化，油气分布存在明显差异；④不同生烃灶形成的油气既可独立聚集成藏，形成独立的含油气系统，也可以在某些层系或区带混合，构成复合含油气系统（赵文智，何登发，2000；赵文智等，2001a）。

我国典型叠合盆地有塔里木、鄂尔多斯、四川、准噶尔等盆地（图8-1）。渤海湾盆地

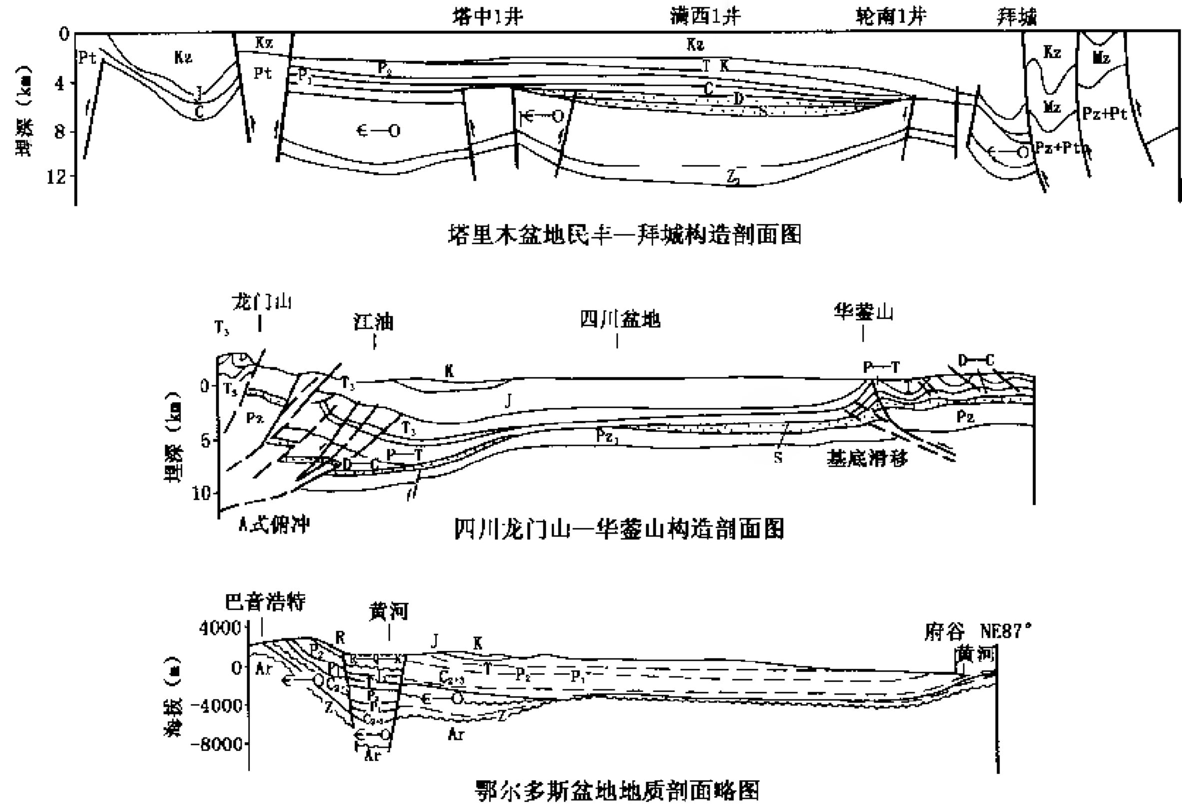


图8-1　中国典型叠合盆地构造地质横剖面图

虽然以古近—新近系为主，但古生界和中生界也证实具有一定的生烃和成藏条件，因而也属于叠合盆地的范畴。松辽盆地是以中生代为主要成盆期的大型含油气盆地，其断陷期和坳陷期是两个相关的发育阶段，均有烃源岩发育，但它们的地质结构和石油地质特征差异显著，也是叠合盆地中的一类。

依据盆地基底特征、盆地类型及盆地叠合方式，中国叠合盆地可分为多种不同的类型（张光业，2000；赵文智等，2001a，b）。基于盆地叠合方式，可分为三种主要类型：一是继承型叠合，指相对稳定构造环境下，跨越时代较长的数套沉积层系在一个统一的负向单元内连续发育，各阶段盆地性质相同或相似，多套烃源岩空间位置吻合较好，其中的油气生成、运移和聚集过程具有连续性和递进性，油气运移分配与分布格局基本一致；二是延变型叠合，指跨越时代较长、其间有明显沉积间断的数套沉积层系在一个统一的负向单元内发育，但早、晚期盆地性质与结构发生变化，上、下不同层系中生烃灶位置、生烃演化、油气调整改造过程和油气相态与分布都有差别，包括克拉通边缘与前陆盆地的叠合、伸展断陷与坳陷的叠合；三是改造型叠合，指早、晚不同期盆地无论在控盆机制、沉降与沉积中心分布，还是在生烃灶空间位置、储盖组合分布、成藏过程与油气分布等均无继承性（图8-2）。依据盆地性质、结构和叠合方式，可将中国叠合盆地进一步分为三大类六种基本类型（图8-3）。

图8-2　不同类型叠合盆地含油气系统分布概念图

1. 前寒武纪克拉通之上的叠合盆地

根据上覆叠置的中、新生代盆地的类型及叠置关系，可进一步分为两类。

一类为古生代海相—海陆过渡相克拉通盆地与中、新生代陆相前陆—陆内坳陷盆地的叠合，如塔里木、鄂尔多斯、四川盆地等。根据早、晚期原型盆地的类型与继承性，分为早期被动陆缘或边缘坳陷与晚期前陆盆地的叠合和早期克拉通台地或坳陷与晚期陆内坳陷

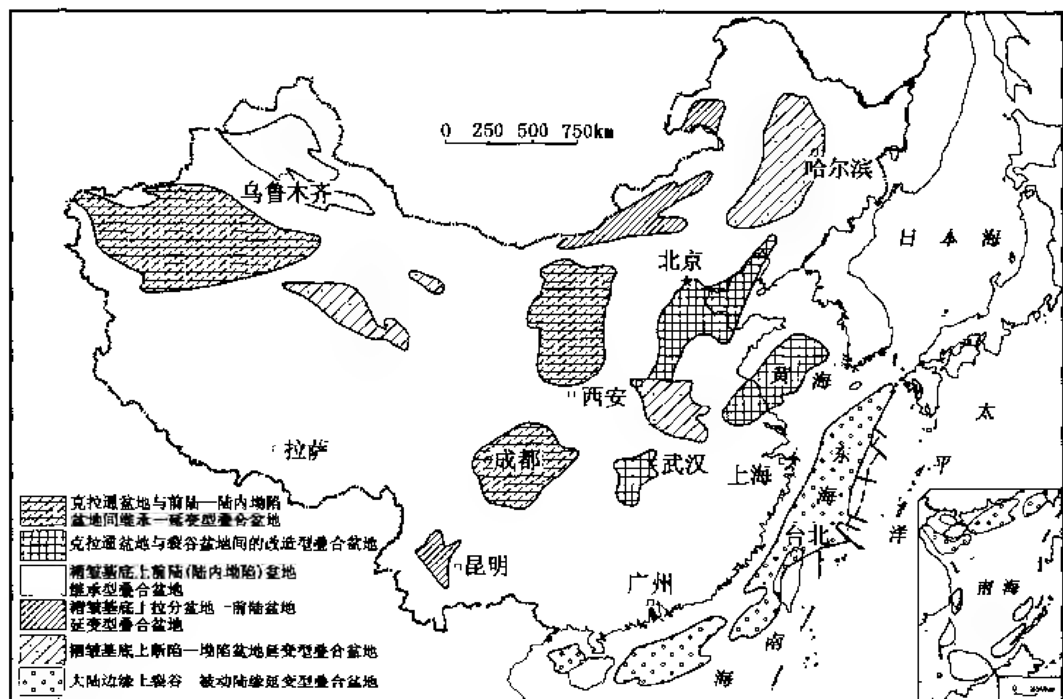


图8-3 中国叠合盆地类型与分布

的叠合。这两个亚类不同阶段的烃源灶，空间吻合性较好；油气聚集的主要单元有共享性，如早期陆缘隆起转化为后期前缘隆起、早期陆内隆起转为后期盆地的一级正向构造单元与后期前陆盆地陡翼逆掩背斜带等，都可成为两期盆地油气聚集的主要区带。前者如塔西南坳陷石炭—二叠系与侏罗系生烃源灶的吻合性、鄂尔多斯盆地上、下古生界与中生界生烃源灶的叠置。后者如塔里木盆地满加尔地区寒武—奥陶系与侏罗系生烃灶空间叠置的一致性。塔里木库车前陆盆地发育良好的三叠—侏罗系生烃灶，其下古生界被动陆缘型生烃灶的保持程度不详，如存在也应归入这一类型。四川盆地克拉通层系所发育的生烃灶与上覆前陆盆地的生烃灶，空间吻合性较差，是这类盆地中的一个特例。

另一类是古生代克拉通盆地与中、新生代裂谷盆地的改造型叠合盆地。华北克拉通东部、扬子克拉通中东部在古生代（—中新元古代）均发育烃源岩，形成若干个生烃灶。但它们大多在中、新生代盆地叠置前，已进入主生烃期和成藏期，所形成的油气聚集大多在中生代的抬升剥蚀过程中以及古近—新近纪裂谷盆地发育阶段的切割过程中遭受破坏。如渤海湾盆地、南华北盆地、江汉盆地、苏北—南黄海盆地与古生界之间的叠置过程。一些古生界烃源岩受切割、断陷沉降，在沉降幅度较大的地方，可出现二次生烃和成藏，但总体上油气潜力较局限。

2. 海西—印支期褶皱基底之上的叠合盆地

盆地以海西—印支期褶皱基底为基础，包括从中西部准噶尔、吐哈、柴达木、酒泉到东部的南华北、松辽盆地。突出的特点是，克拉通刚性块体因规模小而被变形的褶皱基底所掩埋。这些盆地最早的沉积层系可至中石炭统，但主要发育二叠系—中新生界。依据相互叠合的原型盆地的类型及叠合样式，可分为三类。

一类为前陆（陆内坳陷）的继承型叠合盆地，如准噶尔盆地玛湖—阜康坳陷、吐哈盆地台北凹陷自二叠纪以来的发展。如前述，这类盆地的特点是多套烃源岩不仅在空间位置上具有良好的吻合性，而且各阶段盆地性质也相同或相似。各生烃灶独立和混源形成的油气藏在空间分布上往往共享某些区带，如与斜坡背景有关的岩性尖灭带、逆冲断裂背斜带以及与生烃灶紧邻的隆起带等。其中断层、不整合面以及多期继承发育砂体的转接，是这些盆地多源油气混合聚集的通道。所以这类叠合盆地尽管生烃层系很多，但由于油气存在混聚现象，很难将各烃灶形成的油气系统独立划分出来，需要用复合含油气系统来描述和评价。

另一类为早期拉分（断陷）与后期再生前陆盆地叠置形成的延变型叠合盆地，如柴达木和酒泉盆地。柴达木盆地在早—中侏罗世和古近纪分别在北缘和柴西地区发育拉分断陷盆地，发育烃源岩。晚侏罗世—白垩纪与新近—第四纪则为拗陷阶段。除东部三湖地区新近—第四系有生烃条件和成藏潜力外，盆地断陷期的生烃和成藏能力明显好于拗陷阶段。酒泉盆地以酒西为代表，早白垩世为断陷，发育优质烃源岩，晚白垩世—新近纪为再生前陆坳陷，无生烃条件。

第三类为裂谷与坳陷盆地叠置形成的延变型叠合盆地，如松辽盆地。早期断陷与晚期坳陷盆地性质和结构不同，均发育烃源岩，虽然它们的空间展布范围吻合较好，但生烃历史、烃类相态与油气分布特征有明显差异。

3. 大陆边缘上的裂谷—被动陆缘延变型叠合盆地

我国东南沿海大陆架发育的诸盆地，早期与渤海湾等新生代裂谷盆地相似，但在早期断陷阶段接受陆相沉积之后，晚期发育的坳陷盆地进一步向被动大陆边缘演化，逐渐接受海相沉积。早、晚期均有烃源岩发育，但以早期陆相烃源岩为主，二者演化历程和油气分布不同，如珠江口、莺歌海、琼东南、北部湾盆地等。

二、叠合盆地基本石油地质特征

1. 多套烃源岩和多套储盖组合

叠合盆地多旋回发展，往往导致平面上发育多个生油气坳（凹）陷和垂向上叠置多套不同类型的烃源岩，与多期、多类型的储集体相匹配，构成多套和多变的生储盖组合。

从烃源岩时代看，从震旦系到第四系均有发育，但区域性分布的烃源岩主要有寒武—奥陶系、石炭—二叠系、三叠—侏罗系，每一套烃源岩在平面上具有多个生烃中心（图8－4），不同时期的生烃中心之间既有继承性，也有迁移性。从沉积相来看，烃源岩和主要生储盖组合在海相、海陆过渡相和陆相均有发育，并以陆相为主。由于构造环境和相带展布与组合不同，不同层系中生储盖组合差异很大，决定油气生成、运移和聚集变化很大。例如海相层系中烃源岩主要发育于陆坡中带顶和底部含氧水层的中间，分布带有悬挂性，呈带状分布，陆相则在沉积坳（凹）陷的中心集中。

叠合盆地主要储盖组合有海相与陆相两种类型，二者最大的区别在于组合的规模与组合要素的质量。例如海相层序一旦地质要素能够构成组合，一般规模较大，而陆相则可变性突出，可大也可小，很大程度上取决于盆地背景、规模、保持时间与后期继承和改造程度。从生储盖组合各要素的质量来说，由于中国的海相层序保留了较多的台地相，而陆坡—

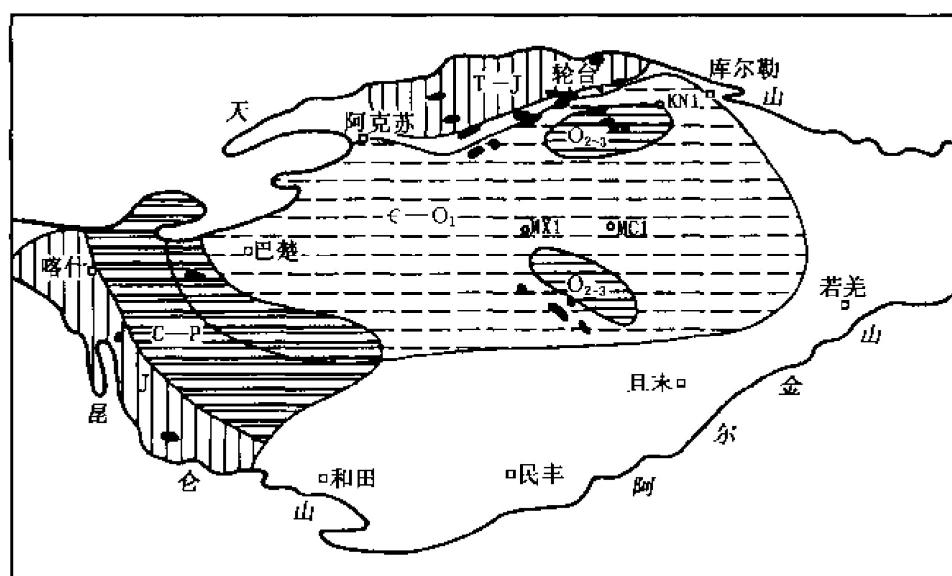


图 8-4　塔里木盆地烃源岩叠合复合分布特征

台地边缘相保存不理想且台内具差异沉降性的沉积发育差，因而相带稳定，石灰岩所占比例偏大，而蒸发相膏盐岩发育差，加之埋藏于叠合盆地最底层，所以要素的质量普遍较差，尤其是储层多为次生作用所形成，表现出较大的非均质性，因而形成的油气藏也有很大的非均质性，油气水分布复杂。而陆相组合多是碎屑岩组合，尽管有多变性，但质量普遍偏好，即便是低孔低渗的组合，整体规模大也弥补了质量较差的不足，加之埋藏较海相浅，找油气的现实性明显好于海相层序。

叠合盆地沉积建造具有多样性，形成的储层岩石类型也多，有砂岩、碳酸盐岩等常规储层，也有岩浆岩、变质岩和砂砾岩等非常规储层。因叠合盆地经过多旋回发育，在不同的地质背景和地温场条件下，不同时代的储层，所经历的成岩作用历史和强度差异也很大。东部地区地温梯度普遍较高，3500m 以下的储层多经受了强烈的成岩作用，储集物性一般为低孔低渗、低产的非常规储层。西部地区地温梯度普遍较低，加之山前的深埋作用发生较晚，成岩作用程度与现今埋藏深度有较大的不吻合性，因此较大埋深仍可有较优质储层的存在。此外，在叠合盆地深层，烃类的早成藏可能使储层的成岩作用在埋深至现今深度以前很早就停止了，因而不能用常规的储层物性随深度变化的关系来看待这部分深部储层的物性条件。再者，叠合盆地深层由次生作用形成的储集体如裂缝带与溶蚀孔洞带，可不受埋深控制，仍然保持很好的物性。

2. *烃源岩多阶段生烃和多期成藏*

不论是平面上分布于不同凹陷的同一套烃源岩，还是剖面上叠置于同一凹陷的不同生烃层系，在后继多变的演化过程中，油气的生成、运移和聚集过程往往表现出多变性，而不具统一性和继承性。生烃有多期，表现为同一套生烃层系在不同凹陷有不同的生排烃时期；叠置于同一凹陷中的多套生烃层系进入生烃门限、生烃高峰和运移的时期不仅不同，而且生烃、排烃和成藏过程不完全继承发展。在多期生烃过程中所发生的构造运动，又使生烃过程发生改变，先于构造运动形成的油气藏也可能被调整，还可能被破坏。保存在原地的也可能在深埋过程中由油藏向气藏转化。以塔里木盆地为例（图 8-5），在满加尔凹陷

和阿瓦提凹陷—巴楚地区两个寒武系生烃中心，它们的演化历史差异很大。满加尔凹陷的寒武系烃源岩在中上奥陶统巨厚沉积物堆积后，很快进入高—过成熟阶段，而阿瓦提凹陷—巴楚地区的这套烃源岩，由于经历多次升降运动，有些地区如塔中北坡、轮南—哈拉哈塘地区早在志留—泥盆纪时期就成藏了，早期形成的油气藏或者在后来的构造运动中被破坏，如志留系油气藏破坏后形成的沥青砂，或者使早期的油气藏发生调整再成藏，如轮南等地区下部油气藏调整后在石炭系乃至中生界中再成藏，有些地区的生烃成藏延缓至新生代才发生。同样，同一生烃凹陷内不同层系烃源岩演化历史差异也很大，如满加尔凹陷寒武系—下奥陶统烃源岩在早古生代即达到过成熟阶段，而其上覆的侏罗系烃源岩，现今仍处在低熟—未熟阶段。

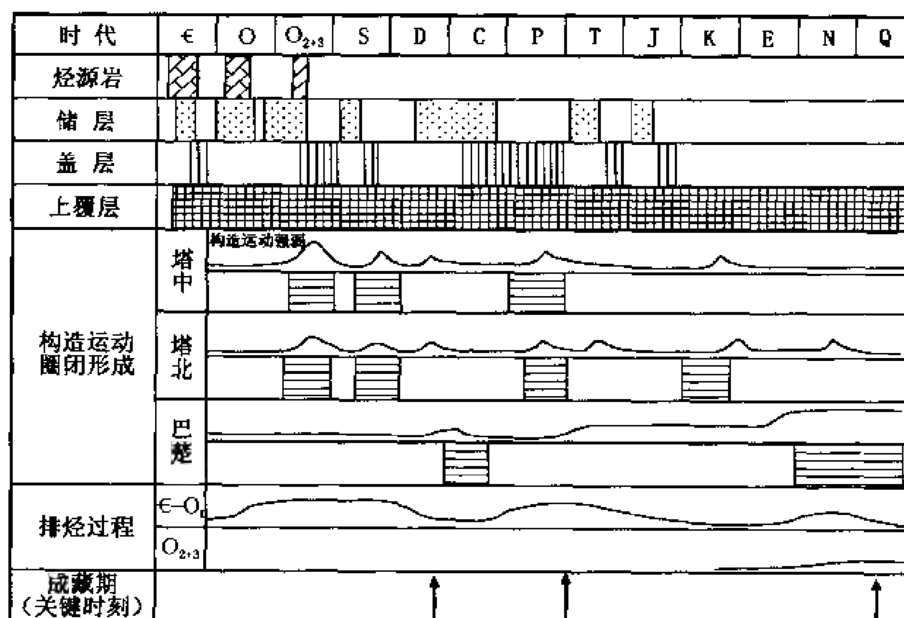


图 8－5　塔里木盆地古生界复杂油气系统结构图

可见，叠合盆地生烃与成藏存在多阶段性，这一方面使叠合盆地中油气资源十分丰富，同时油气分布又相当复杂，既不遵从由一期盆地成藏总结出的“源控论”，也不遵从由差异聚集原理决定的油气相带在三度空间上的分带性。即深层有油也有气，浅层有气也有油，需要针对具体层系和凹陷，在充分搞清成藏历史过程的前提下，依具体情况，做具体的分析和总结。应该指出，对叠合盆地油气形成分布特殊性的强调，不在于渲染其复杂性和不可探知性，而在于提醒大家与之打交道时，要做到有备无患，且能知己知彼，对症下药。只有这样，对叠合盆地的油气勘探才能既充满信心，又能捷报频传，有高成功率和好效益。

三、叠合盆地石油地质特殊性

叠合盆地具有生烃层系多，生烃凹陷多，成藏期次多，油气资源潜力大与油气分布具多样性等石油地质特征（翟光明，王建君，2000；康玉柱，2000；赵文智等，2002；庞雄奇等，2002）。实际上，盆地的叠合过程不能简单地理解为数套沉积层系在垂向上的堆叠，或多套生储盖组合的集中发育。叠合过程使盆地一些层系的生排烃机理与成藏、油气的运聚与分布都出现了与经典石油地质理论认识相悖的现象，相关油气资源的经济性乃至勘探

思路与技术选择和使用，都发生了与以往认识不同的变化。

1. 超压环境烃源岩演化与油气生成

蒂索基于温度作用下的一级反应，提出了有机质干酪根的生烃模式，这一模式的核心是强调温度和时间在生烃演化过程中的作用，而对压力在其中的作用考虑较少。随着钻探深度加大，所发现烃类的相态是蒂索模式所无法解释的。突出的是在深层相对高温高压条件下，在基于蒂索模式所预测的烃类“死亡”深度，仍然发现了大量的液态烃，而且热成熟度也远不如预测的那么高。例如，在我国渤海湾盆地黄骅坳陷，在4500～4700m深处，温度高达160～170℃，仍然发现了大量的液态石油，对应的热成熟度仅相当于R_o为1.2%～1.3%。诸如这样的现象在塔里木盆地、准噶尔盆地也都存在。

大量实验已表明，尽管温度仍然是有机质递进演化的主要驱动力，但是生烃环境如有水的存在、高压与系统的封闭或开放性，都对生烃进程与产出物数量有明显影响。

（1）水的存在可延迟有机质热降解作用

模拟实验表明，生烃环境中如有水存在可延迟有机质的热降解进程。这是因为水中的氢离子在低温条件下可以直接进入干酪根的结构内，进而使其在热作用下发生的裂解速度变缓。此外，水本身的吸热作用与水吸热后汽化产生的增压作用，可能会降低干酪根自身的实际受热程度，进而减缓有机质的热反应速度。

（2）生烃环境的封闭性对有机质热降解有抑制作用

在可逆化学反应中，反应物与生成物的过剩与不足，对反应速度和进程有直接影响。自然界有机质热降解生烃过程是不可逆的，但在这一转化过程中，生烃环境的封闭与开放，使反应物与生成物存在平衡与非平衡的状态。实验表明，当烃类源源不断地从烃源岩中排驱出来时，热降解作用进程则快；反之，过程就被延缓。实际上，在沉积盆地的深层，尤其是超压条件下，生烃过程是在封闭环境中进行的，这就大大减缓了有机质转化成烃与烃类裂解成气甚至向石墨演化的进程，从而使液态烃在以前认为“死亡”深度以下仍很好地存在着。

（3）高流体压力对有机质的热降解和烃类的热裂解有阻止作用

沉积盆地的深层往往有很高的压力。早在1978年，R. A. 麦克塔威斯（McTavish R. A.）就讨论了压力对有机质热变质过程的抑制作用。前苏联学者B. И. 叶尔英金在1989年统计了全球600多个油气田的数据，建立了地层压力与烃类热演化的关系。指出压力，尤其是超压在烃类热演化中的抑制作用。1997年普赖斯（Price L. C.）选择美国下二叠统phosphoria组页岩做实验，研究压力在有机质热降解速度与对产出物数量的控制作用。研究结论充分肯定了压力对有机质生烃进程的抑制作用。

总之，有机质生烃环境如果存在超压、水与封闭体系，会对有机质热降解进程与烃类热裂解速度有明显的抑制作用。因此，在有些叠合盆地的深层，烃源岩的生烃门限会比以往认识的深；液态窗跨度也比以往确定的大。这种变化一方面提高了在叠合盆地深层寻找液态烃资源的可能性，同时也给已有的烃源岩生、排烃机理提出了挑战。因为深层烃源岩可能在进入成熟以前就经历了充分压实和成岩，而当有机质成熟并向烃类转化以后，地层的可压缩性已经很小，烃类运移的载体也很少。当然，超压条件的释放会为烃类初次运移提供动力。同时，应该考虑诸如压差驱替形成的达西流与热蒸发排烃形成的扩散流等机制

在无载体条件下对烃类初次运移的贡献。

2. 在降温背景下，油气出现超晚期成藏

叠合盆地最大的特点是跨越几大构造期的数套沉积层系在垂向上的连续堆叠，沉积岩的累计厚度很大。按常理，多期成藏与早成藏应是叠合盆地最重要的特点。但是，我国中西部地区发育的众多叠合盆地，尤其是中生代以来的叠合，基本上是在抬升背景下发生的，盆地的地温场是逐渐降温的，烃源岩的受热历史基本上是一个“退火”过程。例如，准噶尔盆地石炭—二叠纪的地温梯度高达4.5～5.5℃/100m，三叠—侏罗纪的地温梯度为3.0～3.5℃/100m，现今的地温梯度只有2.4～2.6℃/100m。相似的情况在塔里木、鄂尔多斯、吐哈、柴达木、四川等盆地也存在。叠合盆地早期高地温导致了一部分凹陷中烃类的早成藏，像塔里木盆地满加尔凹陷志留系周围所见大面积的沥青砂岩就是早期成藏被海西早期运动破坏的结果（张光亚，宋建国，1998；张光亚，2000）。某些大油田形成可早至海西晚期（晚二叠世），中生代也可有大油田形成。据预测，准噶尔盆地腹部上三叠统盖层之下存在早成藏；吐哈盆地二叠—三叠系组合中的成藏也比较早。后期出现的“退火”过程，与同时出现的强挤压背景下（如西北地区）的快速沉降，又使得一部分烃源岩在距今很晚的时间出现一次大规模成藏过程，勘探找油气的现实性远好于早期成藏。成藏解剖显示，在塔里木盆地台盆区与前陆盆地所发现的油藏和气藏，相当多都是晚期形成，其中前陆盆地的成藏就更晚，仅在距今5～2Ma左右的时间形成。叠合盆地中的晚—超晚期成藏包括一部分早期油藏的再调整，也包括一些古老烃源岩晚期深埋后才出现的生烃和成藏。更主要的则是“退火”与快速沉降耦合，使大量中、新生代地层普遍成藏很晚。吐哈、柴达木、酒西与四川盆地中生界的成藏都很晚，主要成藏期为白垩纪末—新近纪。统计资料显示，中国叠合盆地大油田形成期主要为新生代，大中型气田形成则主要在新近纪以来。看来，中生代以来我国中西部各盆地出现的“退火”过程与古近纪以来出现的快速沉降相耦合，使晚—超晚期成藏成为叠合盆地油气成藏的一大特点，可能带有普遍性。这一特点与中西部盆地古近纪以来大量出现的新构造相吻合，对在新圈闭中发现油气藏是有利的。

3. 叠合盆地中下组合优质储层形成机理

叠合盆地中下组合是指盆地中下部发育的构造—沉积层序组合。在中西部和东部地区，中下组合对应的深度有别。渤海湾盆地的前新生界潜山和松辽盆地的晚侏罗—早白垩世断陷盆地属之，深度一般在3500m以下；中西部塔里木、鄂尔多斯、四川盆地的古生界，准噶尔盆地石炭—三叠系属之，深度一般在4500m以下。一般认为，在叠合盆地中下组合的深层因储层物性较差而很难形成工业油气聚集。近些年来，随着深井钻探的增加，在中西部和东部叠合盆地中下组合的多个层系陆续发现了一批油气藏，类型包括碳酸盐岩、海相砂岩、火山岩、砂砾岩、变质岩等多类储层，揭示深层也有经济资源。最新研究认为，早成藏、晚埋藏、优质海相砂岩和由火山作用、风化淋滤作用与构造裂缝等特殊的地质作用形成的储层，物性条件不受埋深的控制，可以形成大型油气田，展现了叠合盆地中下组合良好的勘探前景。

早成藏作用即指现今埋深很大的层系，在被深埋以前的某个时间就充注了油气，充油的储集层在被深埋以后只发生压实，减小一部分孔隙，并不再发生强烈的胶结等成岩作用，因此储层的物性条件并不差。来自准噶尔盆地腹部深层的储层物性统计资料显示，早成藏

可使储层物性与同深度非含油层相比，有4%～5%的保持；塔里木盆地塔中地区早期成藏（晚海西期）使古油水界面之上的古油藏储层孔隙度、渗透率明显高于非油层（图8－6），油层成岩作用得到抑制，原生粒间孔得到一定的保持，而相同层段、相似深度下的未被油气充注的储层成岩作用就较强烈，有石英加大现象。

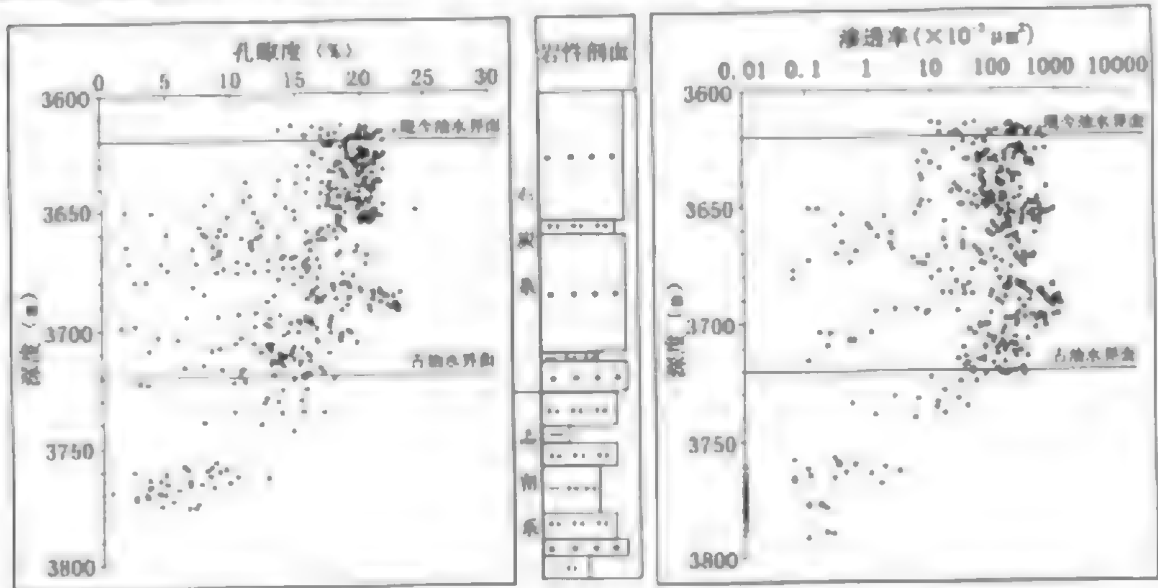


图8－6 塔里木盆地塔中地区早期成藏使油层储集物性得到较好保持

晚埋藏作用即时代较老的储层在地质历史的大部分时期都未被深埋，因此压实作用并不强烈，而现今的深埋发生时间又很晚，储层被深埋以后，成岩作用尚未充分进行，因而也保留了与埋深不相配的较高物性条件，这样的例子见于库车前陆盆地，那里的白垩系储层现今埋深在4500～6000m不等，而孔隙度可达12%～16%，渗透率也有几十毫二次方微米，原生孔隙和粒间溶孔得到较好的保持，是一类比较好的储气层。

由溶蚀、淋滤、白云岩化与构造运动等次生作用形成的缝、洞与孔隙性储层，包括碳酸盐岩、砂砾岩、变质岩、火山岩等，它们的物性条件并不完全受埋深控制，因此在深层仍可有经济性比较好的油气聚集。

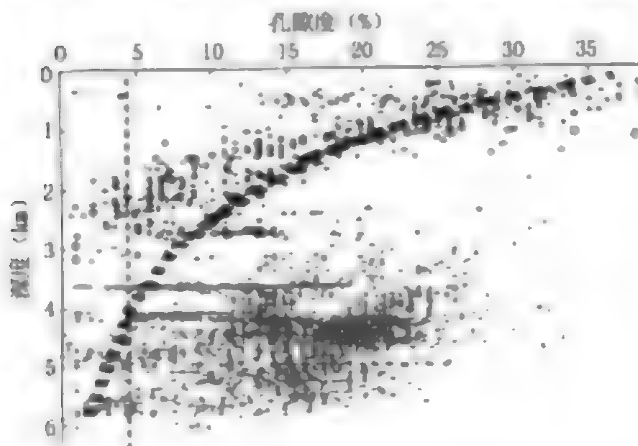


图8－7 叠合盆地中下组合储层物性随埋深变化图

碳酸盐岩储层形成受原始沉积相带、溶蚀作用、白云岩化和裂缝作用控制，在较大埋深下仍然有优质储层发育。如四川盆地七里北1井下三叠统飞仙关组鲕滩白云岩在埋深5789.22～5844.90m井段，孔隙度平均为8.7%，最高为15.6%，渗透率最大为$253\times10^{-3}\mu m^2$，平均为$11.18\times10^{-3}\mu m^2$（图8－7），测

试日产气 $83.78\times10^4m^3$。

火山岩储层发育受特定火山岩相及后来的溶蚀与裂缝作用控制，与埋深关系不大。例如准噶尔盆地夏72井流纹质熔结含角砾凝灰岩，储集类型为气孔（图8-8），在埋深4808~4826m井段孔隙度达21.4%~27.8%，渗透率为 0.166×10^{-3}~$7.82\times10^{-3}\mu m^2$；松辽深层火成岩孔隙度也达5%~12%。

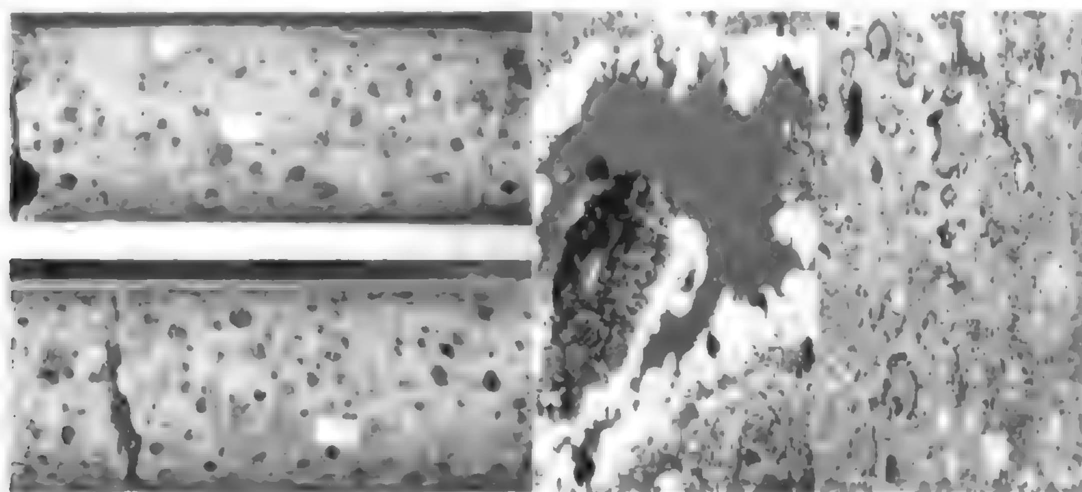


图8-8　准噶尔盆地夏72井下二叠统风城组流纹质熔结含角砾凝灰岩储层岩心及铸体照片

砂砾岩储层主要储集空间是构造裂缝及次生溶蚀孔隙，在深层也可保持较好的物性。如在酒泉盆地青西凹陷下白垩统深层砂砾岩储层不断有新的发现，在埋深近5000m处仍然获得了日产70~80t的工业油气流。松辽盆地徐家围子断陷徐深6井下白垩统营城组砾岩孔隙度平均为4.3%，最高8.8%，日产天然气 $52.3\times10^4m^3$。

4. 叠合盆地区带划分与评价

油气聚集区带（Play）是指一组形成背景、成因、类型与油气成藏条件相似的圈闭组合。概念的提出来自于"源控论"的总结，最适合于单（多）旋回一期成藏简单含油气盆地。区带的概念告诉人们，一旦区带上的某个目标获得发现，相邻的一组目标都有发现油气的良好前景。

然而，这一概念在用于叠合盆地时，就表现出不适应性。因为叠合盆地经历了多期构造变动，有些区带在多期构造变动中有继承性，有些则有较大规模的改造与新生性，而且燕山末期以来的新构造运动产生的构造最多。事实上，我国中西部地区所发育的一些叠合盆地往往生烃灶偏下（如寒武—奥陶系或石炭—二叠系与三叠—侏罗系），上覆层生烃条件差（如白垩系与古近—第四系），而且生烃灶与其同层沉积的分布范围相比呈"大盆小灶"的面貌。这样，晚期产生的构造与生烃灶的形成由于不同期，而在空间位置上有很大的不吻合性。现今处在同一个区带上的一组圈闭，也由于形成期不同，与生烃灶的主生排烃期也不完全匹配。此外，新生构造带可以跨越石油地质条件差异很大的不同沉积区，有些完全落在生储盖无组合的区域（图8-9）。因此，归入同一个区带的不同目标，形成油气聚集的差异很大，很难说在有发现的区带上，所有的目标都具备含油

气性。所以，已有的石油地质概念在用于叠合盆地时，要注入新思想，需要在过程恢复的基础上，对同一区带上的不同目标接受油气的概率与数量进行综合分析，以达到对不同目标的分级评价。

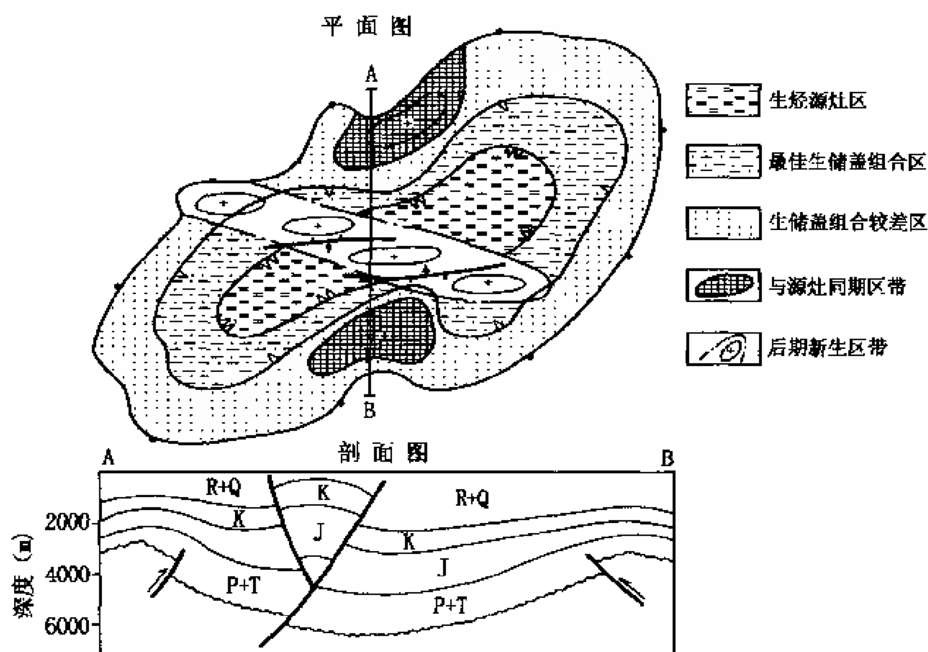


图8－9　叠合盆地区带新生性与含油气多变性概念图

四、叠合盆地油气勘探潜力

我国大规模的油气勘探虽有50余年的历史，但勘探工作量、储量增长大多集中在中浅层。近些年来，随着深井钻探的增加，在叠合盆地中下组合的多个层系陆续发现了一批油气藏，如在塔里木、四川、鄂尔多斯盆地古生界海相碳酸盐岩和砂岩，准噶尔盆地中下组合、松辽盆地断陷层序的火山岩、砂砾岩以及渤海湾盆地的潜山均获得了一系列重要发现，揭示深层可以形成大型油气田，展现了中下组合良好的勘探前景。

叠合盆地中下组合在油气储量尤其是天然气储量增长中占有重要地位，在有些盆地中已经是增储的主体。以中国石油股份有限公司2004年储量增长为例，其石油探明和控制储量的约四分之一、天然气储量的约三分之二来自叠合盆地中下组合。在一些盆地，中下组合是增储的主体。如鄂尔多斯、松辽盆地的天然气储量全部来自中下组合；四川盆地天然气储量除上三叠统外，绝大部分来自中下组合的海相层系；塔里木、准噶尔、渤海湾盆地中下组合在油气增储中也占有重要比例。

叠合盆地中下组合剩余资源潜力大，在未来油气勘探中占有重要地位。中国石油股份有限公司中下组合石油地质资源量为34×10^8t，探明7×10^8t，探明率20%，剩余27×10^8t，占股份公司剩余石油资源量的12%；天然气地质资源量$3.8\times10^{12}m^3$，探明$6400\times10^8m^3$，探明率17%，剩余$3.1\times10^{12}m^3$，占股份公司剩余天然气资源量的20%。

五、叠合盆地中下组合油气勘探存在的问题

1. 对中下组合资源潜力认识程度低

塔里木、鄂尔多斯、华北、四川等盆地碳酸盐岩优质烃源岩相带的分布、评价碳酸盐岩潜力的有机碳下限值、高 过成熟烃源岩分散有机质对天然气聚集的贡献量、古油藏裂解生气在深层构造和岩性地层中的聚集量，松辽、准噶尔煤系地层的分布与不同气源岩的生气潜力等一些评价资源潜力的科学问题研究程度很低，预计随着地质认识的加深，资源总量还会有效大规模的增长。

2. 中下组合区带评价与优选具有不确定性

碳酸盐岩台缘和古地貌对储层的影响和优质储层的分布，塔里木盆地优质海相滨岸石英砂岩（东河砂岩）在盆内和其他盆地的分布；东部低潜山在深层的分布规律和储层发育的条件；东、西部火山岩的发育特点，储集体在后期构造变动中多经历了多期叠加改造，成藏复杂，因此有利的储集体区带评价与优选有不确定性。

3. 针对中下组合勘探的技术准备不足

在过去的勘探中，主要针对中浅层目的层，中下组合勘探程度远远低于中上组合，即使是在东部成熟探区，中深层地震勘探程度很低，信噪比低、分辨率不高，用于有效描述中深层目标和储层预测的技术还很不成熟。针对深层高温、高压井及特殊井的钻井技术准备不足，使得在突破深部更大的领域受到限制。

六、叠合盆地研究方法

如前所述，叠合盆地除表现出多套生烃层系和多套储盖组合在同一个负向构造单元内集中发育，因而油气资源潜力大，勘探目的层系多等特征外，还具有油气成藏过程复杂、成藏期次多与油气分布具多样性的特点。叠合盆地中的中新生代盆地往往具有晚成藏的特点，油气分布遵从“源控论”，而在叠合盆地的深层，往往经历了多期油气生成、运移和聚集过程（图 8－10），有些早期形成的油气藏已经在接下来的运动中被破坏了，有些则在后期变动中调整到了远离源灶的目标中重新聚集起来，还有一些来自源灶新生的油气，在新构造运动中就直接到了基于“源控论”思想所无法预知的地方。所以对叠合盆地油气藏形成与分布的预测，需要采取“顺藤摸瓜”的方式，一步一步追踪落实油气现今所在的位置，即要坚持以过程重建为核心的综合研究（赵文智等，2002）。研究的起点是生烃源灶的确定。第一步要确定大量生烃和排烃的时间和空间范围。然后站在大量生、排烃时间的角度，研究确定油气运移的流向，并划分运聚单元。接下来在油气主要运聚单元范围内，研究输导油气的结构，研究可供油气“宿住”的圈闭类型、位置与规模，判明已经运移的油气沿哪些优势通道发生了运移，又在哪些目标中富集。再接下来的研究，注意点不仅要考虑继续来自源灶的油气，去了什么地方，还要注意已经聚集的油气在后期变动中发生破坏、调整与接受新油气的可能状况。这样，将油气调整、破坏与各层系大量生烃的事件作为关键时刻，采取一步一步退着走的方式，用“顺藤摸瓜”的思路，追踪确定历史上已经形成的与新生的所有油气藏的现今分布位置（图 8－11、图 8－12、图 8－13；赵文智等，2002）。

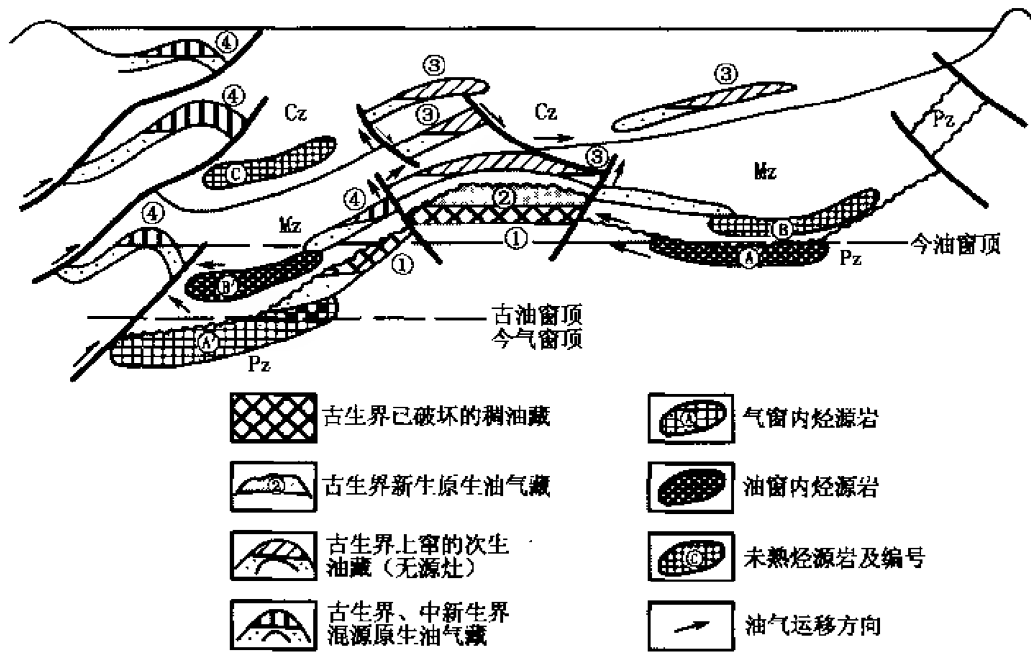


图 8-10　叠合盆地复杂含油气系统成藏模式图

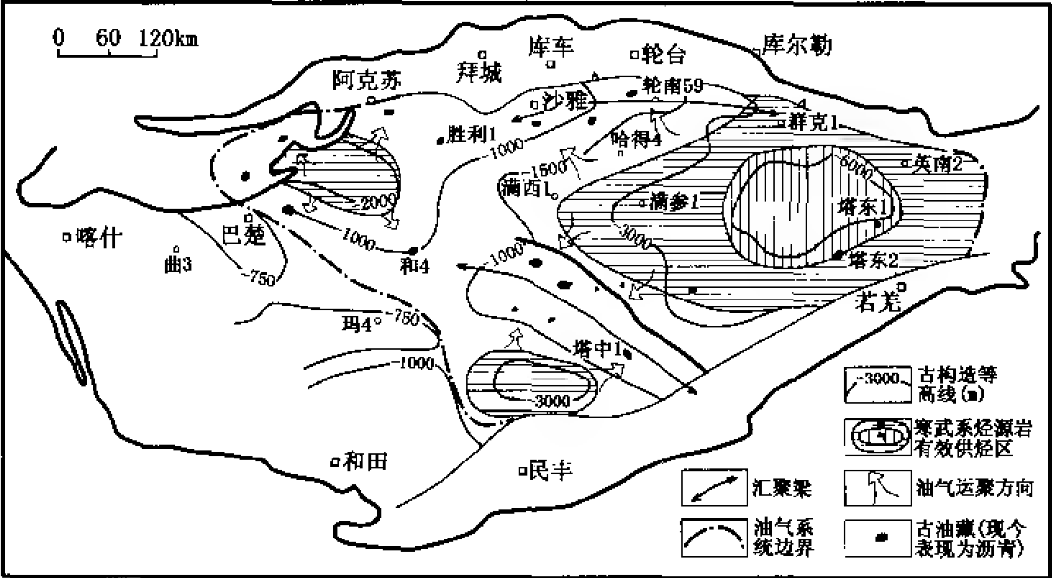


图 8-11　塔里木盆地加里东—早海西期油气系统分布图

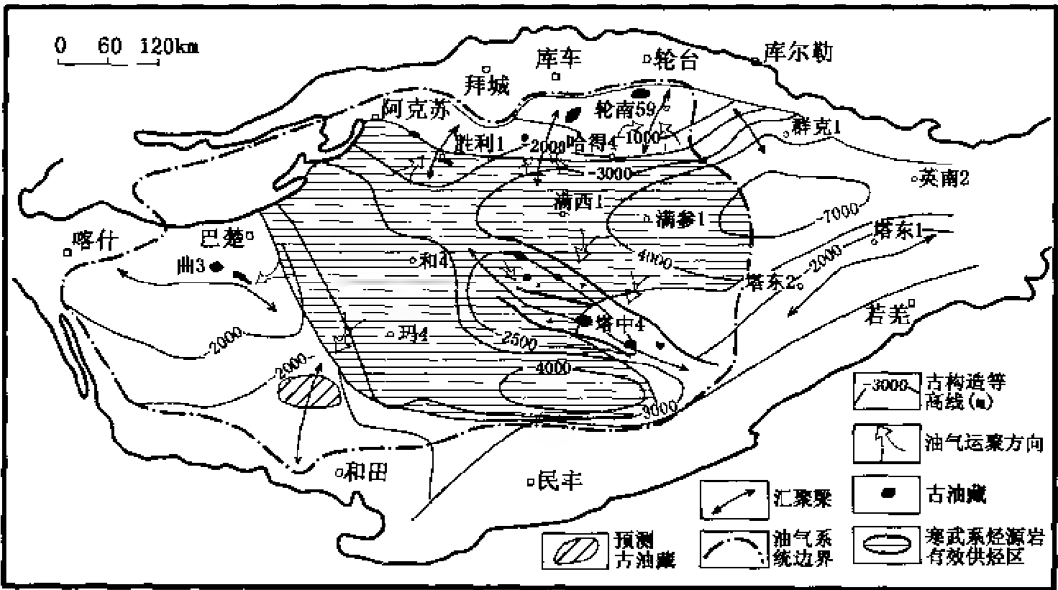


图 8－12　塔里木盆地晚海西期油气系统分布图

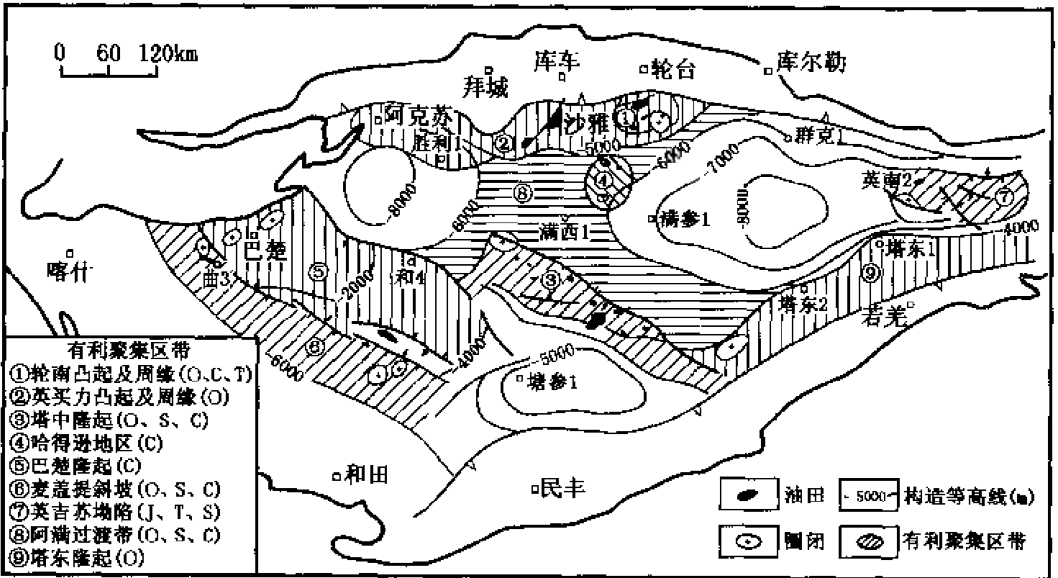


图 8－13　塔里木盆地古生界含油气系统现今油气运聚单元划分图

第三节　中国海相盆地的形成与演化

中国海相沉积分布的总面积约 $300\times10^4km^2$，覆盖区海相地层（以古生界为主）面积约 $146\times10^4km^2$，主要分布在塔里木、华北和扬子三个克拉通盆地。经历多年勘探，主要在塔里木、四川和鄂尔多斯盆地获得了一批重要发现，但油气勘探程度总体仍然较低。

世界上海相盆地沉积普遍较年轻，保存较好，与之相比，我国海相地层层序的显著特点是时代大多较老，主要发育于中新元古代至古生代，部分发育在中新生代。中国海相盆地规模较小，稳定性较差，受多旋回板块聚敛活动改造，海相层序保存差且以台地相为主。

中国海相盆地的这些特殊性造成海相烃源岩有机质丰度较低，演化程度高，多期生烃、多期成藏和多期破坏散失，这些与世界上大型较年轻的海相盆地有很大的差别。

一、中国板块构造演化

中国板块构造演化决定了中国海相盆地的演化及其特殊性。中国大陆板块是一个以塔里木、华北、扬子三个较大克拉通为核心，连同一系列微小陆块，经多期次拼合形成的复合大陆板块，它具有以下特征。

1. 古板块规模小而破碎

三大板块的面积远小于世界上古生界产油气最多的北美板块和欧洲板块，所以国内外许多学者称它们为"地块"或"地体"。以最大的中朝板块为例，其面积只有北美板块的6%，欧洲板块的14%。

2. 构造活动性强，经历过三次大规模的板块运动事件

中国三大板块在早古生代是彼此分离的块体，漂浮在古特提斯洋之上。它们时沉时浮，有时接受海相沉积，有时屹立于海平面以上，成为古陆。到志留纪晚期，三大板块均露出洋面成为古陆。晚古生代时期，塔里木与中朝板块由南向北漂移，但是，直到早二叠世，在它们先后与西伯利亚板块拼接之前，三大板块仍然是漂浮在古特提斯洋上的分离块体。到晚海西期，塔里木—中朝板块与哈萨克斯坦–西伯利亚板块俯冲—碰撞，完成了塔里木、中朝两个古板块与欧亚大陆的焊接作用，而且在昆仑—秦岭以北叠置了许多大型陆相盆地。

中生代以来，太平洋板块向亚洲大陆多次俯冲，使中国古生代板块南北向会聚的方向，改变为近东西向汇聚为主。此时，中朝古板块因大陆边缘地幔隆升，被肢解为鄂尔多斯盆地、山西隆起和华北裂谷盆地；扬子古板块东部形成了一系列中小型残余盆地，西部沉降，形成了陆相四川盆地；中国东南部大片古生界碳酸盐岩发生变形，并伴有强烈火山作用。

喜马拉雅期，印度板块与欧亚板块碰撞，不但使青藏大部分地区褶皱隆升成为高原，而且在其北缘形成盆—山构造体系。天山、昆仑山、祁连山强烈隆升，准噶尔、塔里木、柴达木、酒泉等盆地山前带则剧烈沉降，形成了一系列再生前陆盆地。

可见，中国板块长期处于西伯利亚、太平洋和印度三大板块的包围之中，经受过三次、三个不同方向的大规模推挤和加积作用，造就了三个不同时期、不同形式的构造域，即古亚洲构造域、滨太平洋构造域和特提斯构造域；直到喜马拉雅期，才最后形成今日的中国大陆及其海域的面貌。

3. 盆地类型的特殊性

中国板块的多次构造活动，造就了许多不同类型的沉积盆地。有的勘探家把下部为海相沉积、上部为陆相沉积组成的盆地称为"叠合盆地"，有的把几个区域不整合分隔出几个构造层的盆地称为"多旋回盆地"，有的把下断上坳的裂谷盆地称为"上叠盆地"等。

二、海相原型盆地的发育、改造和保持

中国境内海相盆地主要发育在中新元古代—三叠纪，在形成较早、相对稳定的塔里木、华北、扬子三个克拉通上保存较好。中新元古代长城—青白口纪为泛大洋期，中国境内

90%以上为海洋所覆盖。新元古代震旦纪开始有明显的陆相沉积。早古生代海洋面积占全国的四分之三。晚古生代海洋逐渐向陆地转化，经海西和印支运动，海水大规模退出中国大陆，至三叠纪末，我国境内除青藏海、喜马拉雅海及那丹哈达海外，中国进入陆相盆地为主的演化阶段。

中国海相盆地具有多旋回演化特点。有些原型盆地被后一阶段盆地叠加，仍保存完整，具有较好的油气勘探前景；有些在数次陆—陆碰撞中被卷入到褶皱造山带之中，盆地原型面貌已大为改观，甚至面目全非，含油气前景不容乐观。

1. 早古生代（包括震旦纪）海相原型盆地

古元古代末期，华北克拉通即固结，形成中国最古老的克拉通陆块，其上发育中新元古代及古生代海相沉积盖层。塔里木克拉通在中新元古代末最终固结，上覆震旦纪—古生代海相沉积盖层。华南地区在古元古代形成包括华夏古陆在内的几个较大的陆块，到中新元古代末期这些陆块拼合，形成统一的、稳定程度较低的扬子克拉通，其上发育震旦—三叠系海相沉积盖层。

早古生代海相盆地发育与当时原中国古陆裂解和再拼合形成中国古大陆有关（图8-14），均经历了震旦纪—早奥陶世被动大陆边缘和中晚奥陶世—志留纪洋盆闭合及造山两个阶段，相应发育边缘坳陷盆地与克拉通内坳陷盆地。边缘坳陷盆地发育的优质烃源岩大部分后来被卷入到造山带中，靠近克拉通一侧的烃源岩被保存下来，是现今海相油气的主要来源。克拉通内盆地烃源岩发育相对差一些。

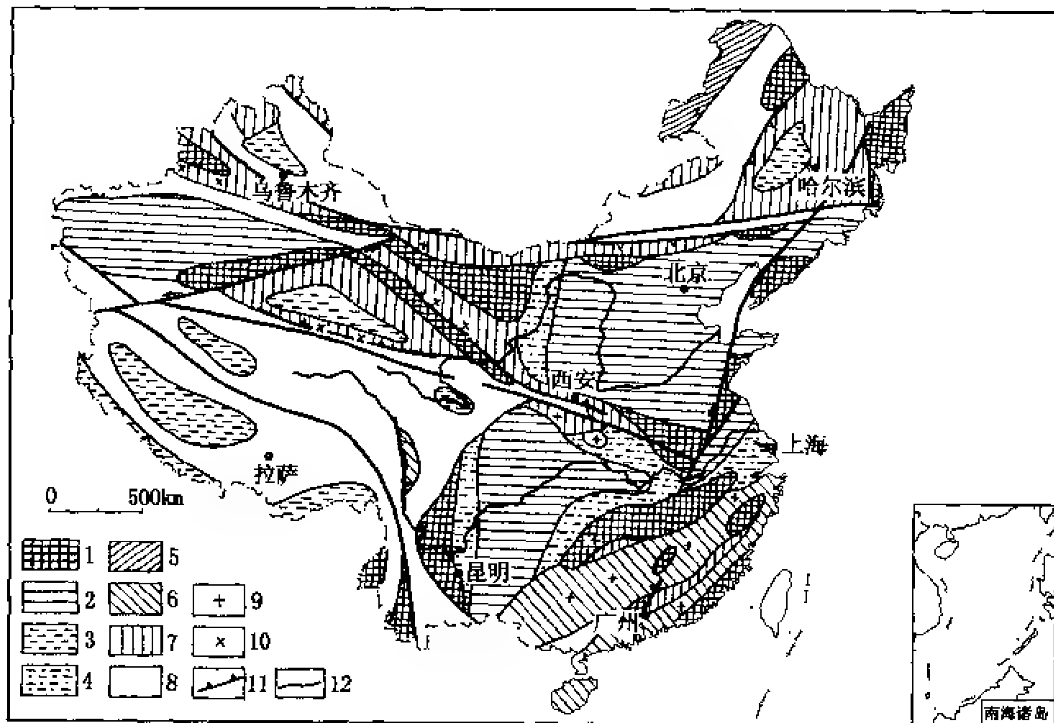


图8-14　中国加里东期构造略图（据王鸿桢等，1996修改）

1—前加里东隆起剥蚀区；2—陆表海沉积区；3—稳定沉积区；4—地台内部下陷沉积区；5—早加里东期褶皱区；6—中加里东期褶皱区；7—晚加里东期褶皱区；8—边缘海、海槽及原始洋活动区；9—花岗岩；10—岛弧火山沉积；11—地壳对接消减带；12—构造单元范围界线

2. 晚古生代（含早、中三叠世）海相原型盆地

晚古生代原型盆地是在中国古大陆雏形的基础上，由于大陆主体再次裂解，海水再次侵入时形成的以海陆过渡相—陆表海台地相为主的沉积盆地（图 8－15）。晚古生代以来，发育天山—内蒙古—吉黑窄大洋—裂谷系（肖序常等，1991），南昆仑—南秦岭也发育有限洋盆—裂谷带。古特提斯洋发生扩张并在二叠—三叠纪转化为聚敛。与早古生代相比，克拉通周边裂解程度大大减弱，洋盆规模变小，克拉通内部差异沉降较小，且多呈现准平原化、泛盆特征，沉积对海平面变化反应敏感，沉积旋回多。显示了由海相向陆相过渡的盆地特征。这一阶段发育的原型盆地主要是克拉通内坳陷盆地及裂谷盆地。克拉通内坳陷盆地发育的烃源岩多为海陆过渡相煤系地层及泥、泥灰岩，裂谷发育有利于礁、滩相储集体发育。

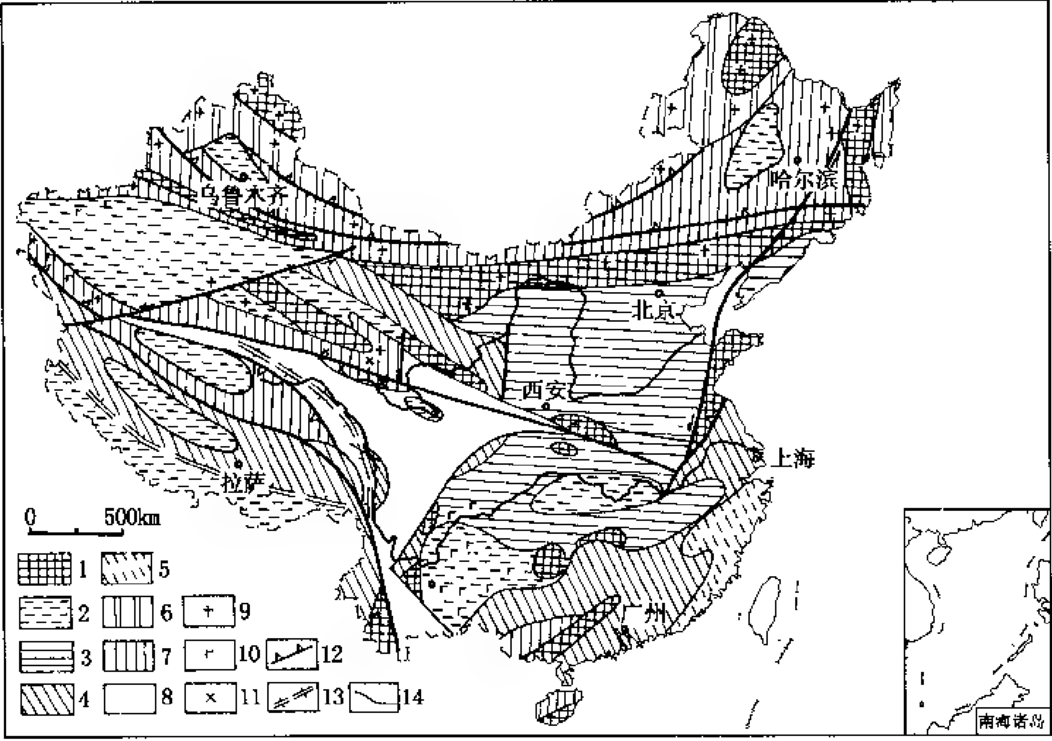


图 8－15 中国海西期构造略图（据王鸿桢等，1996 修改）

1—前海西基底隆起区；2—泥盆—二叠纪稳定沉积区；3—晚石炭世—二叠纪稳定沉积区；4—泥盆—二叠纪非稳定沉积区；5—晚石炭世—二叠纪非稳定沉积区；6—早海西期褶皱带；7—晚海西期褶皱带；8—边缘海、海槽及原始洋活动区；9—花岗岩；10—基性火山岩；11—岛弧火山岩；12—地壳对接消减带；13—海底扩张带；14—构造单元范围界线

3. 新生代海相原型盆地

古近纪海相层序主要分布于台湾、塔里木西南缘及喜马拉雅地区。台湾属太平洋海槽部分；喜马拉雅、雅鲁藏布江地区在古近纪早期分别为典型浅海相和地槽型沉积，始新世末，印度板块与亚洲板块拼接，沿雅鲁藏布江北侧分布有磨拉石堆积，从此喜马拉雅山系开始上升。

新近纪中国东部海相沉积有台湾、雷琼地区，黄海、东海、南海盆地断裂下陷为边缘海。中新世晚期台湾中央山脉升起，在其东西两侧出现拗陷，西侧为海陆交互含煤沉积，北部地区下部为海陆交互含煤、油页岩盆地，上部为海相地层，东部富含火山岩及基性、超基性侵入体，为太平洋板块与欧亚板块的缝合线，发育典型蛇绿岩套及混杂堆积；渤海湾此时仍为近海盆地；黄海此时为统一的坳陷盆地，可能在新近纪晚期至第四纪初形成边缘海；东海分东、西两个凹陷，西部凹陷为海陆交互沉积，东部凹陷与冲绳地槽相接；南海新近纪成为边缘海。

第四纪台湾及南海诸岛海相层序发育，台湾下更新统主要为海陆交互相或海相碎屑岩沉积，中、上更新统发育珊瑚礁灰岩和海相碎屑岩，上部为陆相砾岩、红土夹海相珊瑚灰岩。南海诸岛更新统主要为珊瑚及贝壳碎屑灰岩、珊瑚礁灰岩，早期有火山活动。全新世时沿海诸岛均为珊瑚礁组成。

4. 中国海相原型盆地的保持、叠加和改造

晚古生代晚期前后，中国大陆主体基本上结束了洋、陆对峙格局，北方大陆完成拼接。而在南方和西南方，由于受到特提斯洋影响，在现今青藏地区与华南板块上还发育有海洋环境。直到三叠纪晚期的印支运动以后（朱夏，1965），已经拼合的大陆受造山带的围挤，向陆内盆地发展。

古生代海相盆地发育与克拉通陆块的离散和汇聚相联系，克拉通边缘盆地随陆块的拼合与扩大多被转化为造山带的一部分，保留下来的盆地主要为克拉通内坳陷、裂谷、坳拉槽盆地以及靠近克拉通主体、未变形的部分克拉通边缘盆地。这些古生代盆地受周边地块拼合挤压作用控制，部分发生隆升、变形，部分可能在中、新生代被新的盆地叠加。

总体上看，塔里木、鄂尔多斯与上扬子地区的四川盆地，可能还包括准噶尔与吐哈盆地，都在进入中生代以后在克拉通海相盆地之上叠置了陆内或前陆坳陷型盆地，成藏前景好，但由于叠置形式在空间上的变化，成藏的过程比较漫长和复杂，不同生烃阶段形成的产物共存，从稠油、正常油到轻质油、凝析气、干气均有。中、新生界构造层与古生界构造层各自成油气系统，成藏规律迥异。

在华北克拉通东部以及华南板块东部，古生代海相盆地形成之后，遭受褶皱、抬升剥蚀以及发生裂陷形成裂谷型盆地，成藏的范围会大大缩小，对油气成藏的破坏过程较强。中朝板块太行山以东的广大地区古生代海相—海陆交互相盆地发育结束后，中生代大部分时间处在隆升状态，仅在局部小断陷中接受有分隔性的中生界，直到古近纪由于太平洋板块与欧亚板块之间运动方向的改变，才在现今渤海湾盆地、南华北盆地范围形成一系列断陷，所以中朝板块东部中、新生代以来的发展对于海相盆地来说是一个改造过程，尤其是古近—新近纪的断陷过程，虽然自身发展形成了优质生储油岩系并提供了大量商业油气储量，但对下伏古生界海相盆地来说保存的因素次于改造和破坏的作用，只有当古生界海相—海陆交互相烃源岩随裂谷盆地层序埋藏后发生二次生烃，才可形成一定的油气聚集，如文留、文安斜坡、孔古3井油气藏。华南板块中生代末期前后受到来自太平洋板块的强烈挤压，除现今四川盆地所在的上扬子地区继续发生沉降外，江汉、苏北盆地早期叠置前陆盆地并遭受强烈逆掩和抬升，后期叠置新生代裂谷盆地，实际上处在海相盆地被改造和破坏阶段。

三、中国海相地层分布

中朝板块以华北克拉通为核心，古生代南、北两侧为祁连、秦岭洋和准噶尔—蒙古—兴安洋以及佳木斯微大陆，加里东运动和海西早、晚期运动使这些大洋闭合，同时使大陆边缘也部分褶皱成山，向北和向南增生于克拉通的两侧。克拉通主体在古生代遭受两次海侵，发育寒武纪—中奥陶世稳定陆表海沉积和中石炭世—二叠纪海陆交互相、陆相沉积，并连续沉积至晚三叠世。侏罗—白垩纪，鄂尔多斯地区发育大型陆内坳陷盆地，华北东部地区叠置零星的断陷盆地。古近纪东部发育渤海湾、南华北等裂谷盆地，新近—第四纪发育坳陷盆地。华北克拉通主体较好地保存了中新元古代—古生代海相地层。

塔里木板块的主体是塔里木克拉通，古生代南、北两侧为昆仑洋、天山洋及其间的伊犁—中天山微大陆。加里东期、海西早、晚期运动使塔里木板块周围的大洋闭合，同时使克拉通边缘的部分海相沉积褶皱造山，向北和向南增生于塔里木克拉通两侧。塔里木克拉通主体震旦纪—古生代海相沉积保存齐全，中、新生代叠置陆内坳陷盆地和前陆盆地。

华南板块核心是扬子克拉通，周围分布有秦岭、大别海西—印支期褶皱带、华南加里东期增生褶皱带、浙闽粤沿海燕山期岩浆弧系和台湾喜马拉雅期增生褶皱带。扬子克拉通震旦纪—中三叠世海相地层发育。中新生代上扬子地区发育四川前陆盆地，东部海相地层大面积抬升、暴露地表，仅发育江汉、苏北裂谷盆地。那些被中新生代盆地覆盖的海相地层保存较好，而那些未被中新生代盆地叠置的地区，海相地层暴露地表遭受改造和破坏，含油气前景相对较差。

甘青藏板块位于塔里木板块之南和扬子板块之西，发育特提斯洋及其间的羌塘微大陆。羌塘微大陆为该板块中的一个稳定地块，出露有奥陶—石炭系稳定浅海沉积，其下变质结晶基底可能属前寒武系，二叠系为复理石沉积，三叠系为稳定的碳酸盐岩及碎屑岩，印支末期运动形成广阔平缓的褶皱带。侏罗纪又遭受海侵，沉积了较厚的雁石坪群，之上为白垩—新近系陆相沉积，估计可能较好地保存了侏罗系海相地层。

东部沿海地区的渤海湾断陷盆地、东海弧后断陷盆地和南海边缘海盆地，发育有新生代海相地层和烃源岩，有一定的油气勘探前景。

海相层序在各大板块上的发育和分布特征表明，中国境内可以造成大规模油气聚集的海相层序主要是发育在塔里木、华北、扬子克拉通之上的中新元古代—三叠纪地层，其中以叠置中、新生代陆内坳陷盆地的塔里木、鄂尔多斯、四川盆地成油气条件最佳，其次是叠置中、新生代裂谷盆地的渤海湾、南华北、苏北、江汉等盆地；此外，青藏地区中生代海相地层、东部沿海盆地新生代地层的油气潜力也不容小觑。

第四节　中国海相盆地石油地质特征

一、世界经典海相石油地质基本特征

要讨论中国海相石油地质特征，需对经典海相石油地质特征进行简要的回顾。

1. *烃源岩*

分析表明，高丰度和较大厚度烃源岩是海相大油气田形成的必要条件。海相烃源岩主

要包括泥页岩和碳酸盐岩两大类。海相烃源岩的发育受古纬度、古气候、古环境及构造位置等控制，即烃源岩的发育首先要有较高的生物产率，有大量有机质的供给，同时更为重要的是要有保存有机质的缺氧环境。就海相沉积而言，生物的繁殖和发育主要集中于浅水陆架区，即高生物产率区均发育于大洋盆地的边缘地带，从而在一定程度上决定了海相烃源岩的主要分布区。从盆地类型来看，被动大陆边缘和克拉通边缘盆地是海相烃源岩发育的最有利地区。总体上看，有利于海相烃源岩发育的主要环境包括：①缺氧的分隔盆地；②洋流上涌引起的缺氧层；③缺氧的开阔海；④潟湖环境；⑤局限海或海湾环境等。

有效烃源岩主要集中于上古生界以上，尤其是中新生界，如志留系、上泥盆统、宾夕法尼亚系（上石炭统）—下二叠统、上侏罗统、中白垩统和渐新—中新统（非海相）六个层段（克莱米，Klemme，1991），生成了全球90%以上的石油储量。除渐新统—中新统非海相生油岩生成了约占全球总储量12.5%的石油储量外，大部分（80%以上）油气储量来自海相烃源岩。

对页岩（泥岩）和碳酸盐岩烃源岩有机碳含量的统计表明，页岩（泥岩）总有机碳平均值可达1%以上，而碳酸盐岩有机碳平均值不足0.25%，从有机碳含量的角度分析，页岩（泥岩）烃源岩可能是海相油气的主要贡献者，但目前已有充分证据证明，碳酸盐岩烃源岩在某些情况下完全可以和泥页岩烃源岩媲美，如中东、北美、前苏联等地区已发现或证实多个海相碳酸盐岩烃源岩的实例。

对全球海相含油气盆地的统计分析表明，形成大中型油气田的烃源岩有机碳含量均较高。如表8－1所示，碳酸盐岩烃源岩的有机碳含量平均值（0.67%）大大高于一般碳酸盐岩（0.20%）；大油气田的碳酸盐岩烃源岩则更高（平均3.10%）。据统计，碳酸盐岩大中型油气田海相烃源岩（包括泥页岩）的有机碳含量平均值绝大多数大于0.5%，在122个油气田的烃源岩中占98.4%（图8－16）；其中已证实的18个碳酸盐岩烃源岩，有机碳含量平均为2.3%。只有1个油气田例外，即美国密执安盆地尼亚加拉礁体的志留系白云岩。

表8－1　世界碳酸盐岩烃源岩的总有机碳平均含量

实　例	TOC平均值（%）
寒武—二叠系436个碳酸盐岩（包括非烃源岩）	0.20
18个沉积盆地碳酸盐岩烃源岩	0.67
19个世界重要碳酸盐岩烃源岩实例	3.10
美国、澳大利亚、加拿大、沙特阿拉伯等4个重要碳酸盐岩烃源岩	1.4～4

比较而言，中国海相层序烃源岩时代较老，有机质丰度较低，演化程度高，接力生烃和二次生烃使其仍然具有较大的潜力，但天然气资源占较大比例。

2. *储层*

海相沉积中丰富的沉积相类型决定了海相储层类型的多样性，除砂岩储层外，还存在有滩、礁、白云岩、石灰岩及深海浊积岩等储层类型。海相碳酸盐岩储层在石油工业中占据着重要地位。全球大约有42%的石油储量和25%的天然气储量分布于碳酸盐岩储层中。

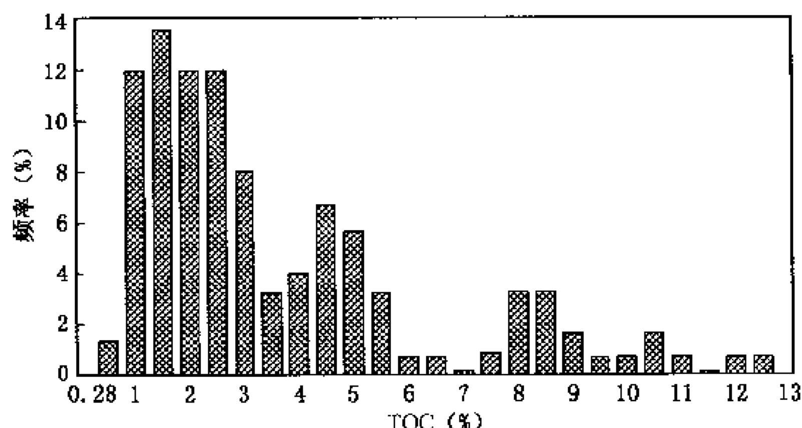


图8-16 世界122个碳酸盐岩大油气田烃源岩有机碳含量频率分布图
〔据Cabronate Ficds Database（Carbonate International)〕

根据岩性、岩相及成因可将海相储层划分为：浅海高能滩坝砂岩、近海三角洲砂体、海底扇及浊积扇砂体、潮缘白云岩储层、浅海高能浅滩碳酸盐鲕粒灰岩及砂屑灰岩储层、礁体、碳酸盐岩岩溶储层及裂缝性储层等。另外，由于海平面波动，蒸发条件下盐岩、石膏等发育，与海相泥岩、泥灰岩等一起构成广泛分布、厚度较大的优质盖层，从而在海相沉积中易形成良好的生储盖组合，目前世界上发现的大型或巨型油气田大多分布于海相地层中。

中国海相储层时代老，碳酸盐岩所占比例较大，碎屑岩储层由于成岩作用强一般较差，而碳酸盐岩储层以溶蚀改造型为主，其次是原生颗粒型碳酸盐岩储层。

3. 圈闭与成藏

海相地层中通常以发育大面积优质烃源岩和储层、优越的生储盖组合、大型构造和地层、岩性或复合型圈闭及大规模油气聚集为特点，使海相地层中蕴藏着巨大的油气资源。

首先，广泛分布的优质烃源岩是海相油气富集的物质基础。生烃强度高的坳陷内部及邻区是油气田特别是大油气田分布的主要地带，油气可以自生烃坳陷呈放射状向周围运移、聚集，但分布具不均一性，由于断裂、裂缝促进油气垂向运移和油气沿构造带的优势运移，因而，往往在一侧或某一区带油气富集最多。

第二，多种类型的储集体为油气聚集提供了良好的储集空间，厚层泥页岩及膏盐层为油气保存提供了良好条件，海相地层中通常发育良好的生储盖组合，我们称它为“三元结构”，即下为优质生油岩、中为储层、上为由盐岩、石膏及泥页岩组成的优质盖层组合，是富油气盆地油气聚集和保存的重要基础。

第三，海相盆地一般面积大，通常形成的圈闭规模大，区带多，油气聚集规模也大。发育早于或与成藏同期的隆起及其斜坡带以及大型构造圈闭带是油气运聚的主要指向区，大型构造及其与地层、岩性的复合圈闭是海相地层中油气聚集的主要场所。坳陷之内或邻区的中央古隆起及大型圈闭油气聚集条件最为有利，大油气田主要形成于大型构造圈闭或大型构造一地层圈闭中。

中国海相盆地缺乏大型构造圈闭，以地层、岩性型为主，规模一般较小且隐蔽性强，包括风化壳缝洞型、裂缝型、小型礁滩型等。

第四，世界上海相盆地以单旋回盆地为主，油气成藏主要发生在一期，后期相对较为稳定。但中国海相盆地成藏期有多个，成藏方式有多种，油气分布不完全遵从“源控论”，即找到了油气未必能定位烃源岩；同样，找到了烃源岩，其生成的油气可能分布在我们不知道的地方。

可以看出，世界上经典的海相盆地规模大，被动大陆边缘发育和保存了时代较年轻的烃源岩，储层类型多、展布规模大，区带和圈闭规模大，因此油气聚集的规模也大。

二、中国海相石油地质基本特征

1. 海相烃源岩的发育与评价

（1）海相烃源岩类型与评价标准

我国海相地层细粒沉积物有机质丰度相对较低，有很大一部分碳酸盐岩有机碳含量介于0.05%～0.5%之间。对于许多探区，海相烃源岩有机质丰度下限值定在0.5%，或者0.3%，0.1%，厘定的烃源岩厚度和分布则会存在很大差异，而这种差异将直接影响到资源评价的结果。

我国海相油气勘探实践也说明，高有机质丰度烃源岩对于形成商业性油气藏十分重要。如四川盆地主要存在中下寒武统、下志留统海相泥岩、二叠系煤系地层和三叠系4套气源岩，它们均为高有机质丰度（TOC>0.5%）层段。塔里木盆地正是由于高有机质丰度的寒武—奥陶系烃源岩的存在才找到了古生界海相成因的商业性油藏和气藏。鄂尔多斯盆地中部大气田气源并非来自低丰度（TOC平均为0.2%）的奥陶系石灰岩本身，而是来自上覆石炭系高丰度泥岩（TOC>2%）和石灰岩（TOC平均为1%）。

国外一些学者认为，有效烃源岩的有机碳含量下限值最小要达到1%，而且与岩性无关。Bjolkke也指出，有机碳含量大于1%的岩石才能成为烃源岩，且最好要大于2%～3%。西方绝大多数石油公司和地化服务公司将有机质下限值定在0.4%～1.0%之间，但在石油勘探风险投标时，为了降低勘探风险，优先在烃源岩有机碳大于2.0%的地区投标，如Amoco和Shell公司在塔里木盆地投标时，均关注有机碳含量大于2.0%的烃源岩发育状况。Peters和Cassa将未成熟的烃源岩按其生烃潜力的大小（量的多少）分成五类（表8－2）。从表8－2可以看出，作为烃源岩的有机碳含量下限值应该至少大于0.5%。

表8－2　烃源岩的划分标准

指标	不好	一般	较好	好	很好
TOC（%）	0～0.5	0.5～1	1～2	2～4	>4
S_1（mg/g）	0～0.5	0.5～1	1～2	2～4	>4
S_2（mg/g）	0～2.5	2.5～5	5～10	10～20	>20
沥青（%）	0～0.05	0.05～0.1	0.1～0.2	0.2～0.4	>0.4
沥青（μg/g）	0～500	500～1000	1000～2000	2000～4000	>4000
烃量（μg/g）	0～300	300～600	600～1200	1200～2400	>2400

根据勘探实践，考虑到我国碳酸盐岩烃源岩的发育和成熟度特点，我们认为，海相商业性烃源岩，包括泥质岩和碳酸盐岩，有机碳含量应至少≥0.5%；在高过成熟区可略微降低到0.4 %，那些有机碳含量在0.1%～0.2%的纯碳酸盐岩和泥岩，不能成为工业性烃源岩。工业性气源岩的有机碳含量并不比油源岩低。这是因为气比油虽然更易从烃源岩中排出，但在二次运移和成藏中散失得也更多；两者相抵，工业性气源岩与油源岩的有机碳含量标准应当相近。

(2) 高有机质丰度烃源岩的岩石类型

对塔里木、华北、扬子三大克拉通高有机质丰度烃源岩的研究结果表明，其岩石类型可由硅质—泥质—碳酸盐质“三端元”来表征，小到岩石薄片，大到几千米厚露头剖面，总可以看到这“三端元”组分的混生，在走向和纵向上又可以看到这“三端元”组分互相过渡为各自为主的硅质岩、碳酸盐岩和泥质岩（图8-17）。所谓“黑色岩系”，或者称含高有机质丰度烃源岩的暗色建造，就是这“三端元”组分混生或各自“独生”的高度概括。

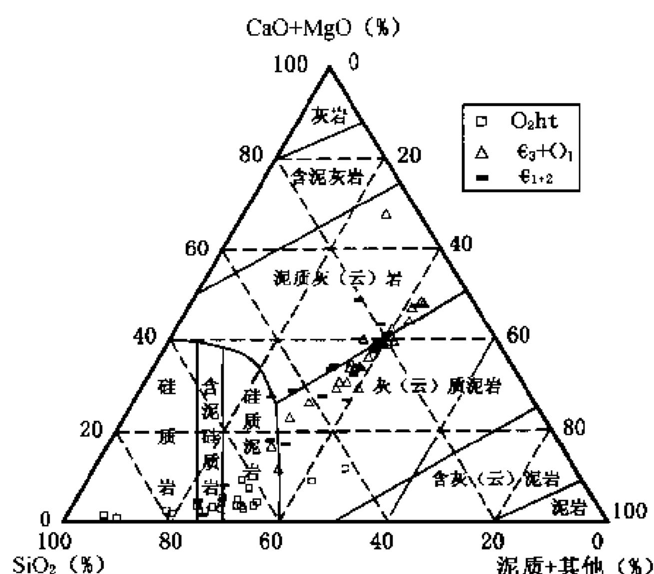


图8-17 塔里木盆地满加尔凹陷塔东2井寒武系—中奥陶统烃源岩的岩石化学类型

图中数据点仅为TOC≥0.4%的烃源岩

就烃源层的岩石学特征而言，一是包括了泥质硅质岩、泥质岩与泥质碳酸盐岩三大岩石类型，以及其中的过渡岩石类型；二是古生界—前古生界海相烃源岩的岩石类型独具特色。其共同特点是：烃源岩颜色均为还原色——灰黑、黑灰、棕色、巧克力色、咖啡色等；层理清晰而典型，表现为纹层状—薄层状，甚至为纸片状、页片状，暗示属典型的慢速沉积；烃源岩岩石类型主要为含泥硅质岩和硅质泥（页）岩，含生物页岩与薄层状具水平纹理之生物泥岩，泥质泥晶灰岩与泥质泥晶云岩三大类；富含藻类生物化石，甚至肉眼可见底栖宏观藻类化石。其中，古生界烃源岩还多富含较完整的薄壳大古生物化石，包括底栖的和营浮游的。这些均明显有别于我国北方海陆交互相的石炭—二叠系烃源岩——暗色（深灰、黑灰、灰黑色）泥质泥晶灰岩、泥岩、页岩、碳质泥岩、碳质页岩、煤岩皆有发育。

需要指出的是，厚层、巨厚层具块状或平行纹理的灰黑、黑灰、深灰色泥岩，以及不含泥的纯石灰岩、纯白云岩，均难以成为中等及中等以上的烃源岩。

(3) 海相优质烃源岩形成环境与控制因素

烃源岩的发育受沉积环境及生物演化的控制，不同的水介质条件和沉积环境具有不同的生物群落及其繁殖程度。只有在那些有利于生物的繁殖、富集并保存的水介质和沉积环境中，才能形成高有机质丰度的烃源岩（张水昌等，2000）。

1）海相优质烃源岩形成环境。国家“973”课题组对中国海相烃源岩发育环境的详细

研究表明，四种沉积相（环境）更有利于烃源岩的发育（张水昌等，2004）。

①上升洋流—缺氧环境。该环境的特点为表层水养分充足而高有机生产力，浮游生物繁盛，并呈“海雪”式降落至缺氧还原的海底；生物组合为放射虫、浮游三叶虫、小薄壳腕足、笔石与浮游藻类—疑源类；水体物化特征为水体分层、底层水缺氧、盐度正常、强还原，不适于底栖生物发育。其典型实例是华北新元古界青白口系下马岭组碳—硅泥岩，塔里木盆地满东下寒武统碳—硅泥岩和中奥陶统硅质泥页岩、泥灰岩，华南下寒武统和上奥陶统五峰组碳—硅泥岩及下志留统龙马溪组碳质页岩、笔石页岩。

古地理重建的结果表明，当时对烃源岩形成具有决定性作用的上升洋流，一般为赤道辐散带—开阔大洋辐散带型上升洋流；而缺氧事件主要可由缺氧的海底热水流体活动与高有机生产力所带来的丰富有机物呼吸、分解的高消耗所导致，至于地外因素以及震旦纪冰期向寒武纪冰后期的迅速演变能否引起缺氧事件，目前还难以找出令人信服的证据。

②台缘斜坡反气旋洋流（型）环境。其核心是反气旋洋流中心控制下的碳酸盐台地前缘的古地理斜坡。特点为碳酸盐台地前缘斜坡带的水深适中，而反气旋洋流中心总保持温暖清澈的浅水环境，由于暖而轻的海水下沉堆积和其周围上升洋流作用所输入的大量营养盐，使得营光合作用的底栖藻类非常繁盛，并共生有浮游藻类和海生无脊椎动物，从而在斜坡带富集有机质而形成泥灰质烃源岩。其典型实例为塔里木盆地塔中低隆上奥陶统良里塔格组灰泥丘有机相烃源岩。

③咸化静海环境（干热气候）。该环境特点为气候干热，正常海水周期性地注入潟湖，在每一个注入—蒸发旋回的早期，均有适应高温、高盐环境的菌、藻类生物繁盛并降落至盐跃层之下的强还原水底；生物组合为浮游的盐藻、球状甲藻，可见底栖宏观藻类和三叶虫；水体物化特征为高温高盐，存在水体分层，底层水盐度更高且缺氧、强还原；高有机质丰度烃源岩在平面上往往分布在碳酸盐台地中央，呈“牛眼状”，垂向上呈夹层状赋存于蒸发盐建造中，有机碳含量一般为 0.21%～2.43%，但较为均一。其典型实例为华南上扬子区和塔里木台地区中寒武统。

④滞留静海环境（湿润气候）。该环境的特点是气候正常、高海面与因地形起伏而导致海水的循环流通受阻，自广海漂浮、浮游而来的生物得到富集并繁衍、繁盛，死亡后降落至缺氧还原的海底；生物组合为丰富的笔石、浮游的始球藻和具刺疑源类；水体物化特征为盐度正常，存在水体分层，底层水缺氧、强还原；高有机质丰度烃源岩分布在奠基于碳酸盐台地的欠补偿陆源海湾中，烃源岩厚度较薄而均一，有机碳含量介于 0.56%～2.87%，但也较均一。其典型实例为塔里木盆地中—上奥陶统萨尔干组和印干组。

相比较而言，下面两种环境不利于烃源岩的发育。

①超补偿盆地环境。在超补偿盆地，特别是前陆盆地的前渊区，由于频繁底流活动的强大搬运作用，使得陆源碎屑大量注人、快速充填，同时又因频繁底流活动而使水体混浊、降低了表层水的透光度，因而强烈抑制了营光合作用的底栖植物、浮游植物的繁衍，甚至使它们难以生存，从而导致大范围水域营养的贫化而不利于烃源岩发育，例如塔里木盆地满加尔凹陷的上奥陶统却尔却克群。

②广阔陆表海环境。在陆缘海碳酸盐台地的腹部或广阔的陆表海碳酸盐台地，由于水体很浅而水动力强度很大，沉积界面总体上位于风暴浪基面附近及其以上，因而沉积界面

也总体上位于OCD以上，这就会导致生烃母质生物产率仅能够满足海生无脊椎动物的消耗和氧化分解消耗，从而少有有机质保存下来，而且无机物—碳酸盐岩的沉积速率很高而“稀释”了有机质。例如华北地台主体的寒武—奥陶系。

2）海相优质烃源岩发育的控制因素。国家“973”项目研究认为，古气候、古洋流、古构造、古沉积环境仍然是控制烃源岩发育的几大因素（张水昌等，2004）。

①古气候。研究表明，海相高有机质丰度烃源岩的形成与大气中的中等含氧量、干热的气候、冰期—冰后期之交的气温快速转暖、冰川迅速融化所导致的海平面快速上升等密切相关。

寒武系烃源岩主要形成于副热带高压控制的热带干燥区，因为这导致了范围广阔的赤道洋流辐散带的形成，低温、富含营养盐的辐散带上升洋流极有利于广阔范围发育烃源岩；相反，在（低压）气旋控制的沿岸带、浅水区，往往发育风暴岩而不利于烃源岩发育，但在处于风暴浪击面之下的相邻较深水区却发育碳—硅泥岩优质烃源岩。

同时，寒武、奥陶、志留系烃源岩又主要形成于冰期—冰后期之交的气温快速转暖、冰川迅速融化所导致的海平面快速上升期。一般而言，烃源岩发育于海侵体系域顶部的凝缩段，即沉积层序的中部。但是，发育于冰期—冰后期之交，受气候快速变暖、冰川迅速融化而导致海平面迅速上升所发育的烃源岩，却位于海侵体系域的早期，即沉积层序的底部。中国的高有机质丰度海相烃源岩，一般多属于后一种类型，即水动型（又可称为快速海进—缓慢海退型）所导致。

②古洋流。研究表明，海相高有机质丰度烃源岩的形成，与沿岸型、赤道辐散带型、反气旋型三类上升洋流的关系密切。这是因为上升洋流富磷、硅、铁族元素等营养盐和富绿硫细菌，故大大促进了有机质生产力、埋藏率的激增。

通过研究，建立了塔里木盆地早寒武世高海面时期的上升洋流分布模式、晚寒武—早奥陶世低海面时期的上升洋流分布模式、晚奥陶世良里塔格沉积期台缘斜坡灰泥丘相烃源岩形成时的反气旋洋流分布模式，以及中国华南寒武纪碳—硅泥岩形成与分布的上升洋流模式。

③板块构造格局与原型盆地类型。研究发现，高丰度烃源岩主要发育于被动大陆边缘背景下的裂谷、克拉通内裂谷、克拉通内坳陷盆地和克拉通边缘坳陷盆地、活动大陆边缘背景下的前缘斜坡、挠曲类前陆坳陷中。

华北中—新元古界串岭沟组、洪水庄组、下马岭组烃源岩，发育于面向蒙古洋、背靠华北克拉通的裂谷和克拉通边缘坳陷中；塔里木盆地中—下寒武统烃源岩形成于克拉通边缘坳陷盆地和克拉通内坳陷盆地；华南烃源岩主要发育在克拉通边缘坳陷盆地和边缘海盆地。

奥陶纪是板块开始汇聚的时代，在塔里木盆地，中—上奥陶统烃源岩发育在挠曲类前陆坳陷的前缘斜坡；华南奥陶纪烃源岩也同样发育于前缘斜坡，且烃源岩发育于前陆盆地的早期。

④沉积环境、沉积速率、海底地貌。多年来的研究表明，欠补偿盆地、蒸发潟湖、台缘斜坡（灰泥丘）和半闭塞—闭塞欠补偿海湾，是高丰度烃源岩发育的有利环境。此外，低无机物输入和低沉积速率，有利于高有机质丰度烃源岩形成；呈斜坡的海底地貌，有利

于烃源岩形成。例如，华南早泥盆世海湾内环境分异明显，斜坡和陆棚上发育的欠补偿盆地是烃源岩发育的有利部位。

⑤有机质沉降速率。前人在北冰洋采得了直径约 4mm 的海雪颗粒，它是死亡的浮游藻类、浮游动物及其排泄物与外骨骼破坏后的混合物，其每天沉降速率可高达几十至几百米；而浮游藻类的细胞，一天的沉降速率也不超过 1m。可见，现代海域中有机质的沉降速率存在着巨大差异，尽管人们目前还不完全清楚是什么原因导致了沉降速率的差异，但毋庸置疑，高的有机质沉降速率可使其迅速被埋藏而免遭被其他动物摄食或氧化，从而有利于有机质的保存和高有机质丰度烃源岩的形成。

(4) 海相烃源岩分布

中国海相烃源岩发育层系广，主要有寒武系、奥陶系、志留系和石炭—二叠系以及三叠系。

1) 震旦系—下古生界。塔里木、扬子等克拉通块体游离于古亚洲洋或原特提斯洋之中，在克拉通内坳陷与克拉通边缘坳陷中发育了一套优质的烃源岩，如鄂尔多斯盆地马家沟组（O_1m）、平凉组（O_2p），四川盆地筇竹寺组（$\in_1q$）、龙马寺组（S_1l），塔里木盆地中下寒武统（$\in_{1-2}$）、中上奥陶统（O_{2-3}）等。

2) 上古生界。伴随古亚洲洋（或特提斯洋）的消亡，三大块体相继拼贴在一起，海水向西南与东南方向退出，其结果在这些块体内部坳陷中发育了一套海陆交互相或湖相优质烃源岩，如准噶尔、吐哈、河西走廊带、鄂尔多斯等盆地，烃源岩的发育与特征受控于局部构造格局，如前陆坳陷、隆后坳陷等。

2. 海相储集体形成与分布特征

(1) 储集体类型、特征与分布

1) 储集体主要类型。我国碳酸盐岩储集体类型大致可划分为以下五种：表生风化壳裂缝—溶蚀孔洞型、内幕白云岩晶间孔—晶间溶孔—溶蚀孔洞型、内幕礁滩相灰岩格架孔—粒间孔—粒间溶孔型、内幕断裂裂缝—溶蚀孔洞型、内幕裂缝型。其中，孔隙度最高的为白云岩晶间孔—晶间溶孔—溶蚀孔洞型，次为灰岩粒间孔—粒间溶孔型；渗透率最高的为裂缝—溶蚀孔洞型，次为白云岩晶间孔—晶间溶孔—溶蚀孔洞型。

2) 储集体特征与分布。

①表生风化壳裂缝—溶蚀孔洞型。储集体与古隆起上的风化壳有关，多发育在潜山面以下 100～200m 的范围内，其分布与现今局部构造无关，既可形成大型的、也可形成小型的地层岩性油气藏，如塔里木轮南—塔河奥陶系潜山油田（图 8－18）和鄂尔多斯盆地奥陶系潜山天然气田以及任丘下古生界—中新元古界碳酸盐岩潜山油田。

该类储集体以裂缝及由裂缝沟通的溶孔和溶洞为特征，储集体内部缝、孔、洞相互连通，非均质性强，产能可高可低，既可稳产、也可不稳产。例如，塔里木轮南—塔河奥陶系潜山碳酸盐岩储集体，包括砂屑灰岩、鲕粒灰岩、泥晶灰岩以及少量白云岩；微观储集空间有孔洞和裂缝两大类，包括残余粒间孔、残余粒内孔、晶间孔、晶间溶孔、构造缝、压溶缝、溶蚀缝等。基质孔隙度为 0.2%～8.0%，平均为 1.20%，峰值在 0.5%～1.5%之间；渗透率为 $0.00006\times10^{3}\sim9.7\times10^{-3}\mu m^2$，平均为 $0.2425\times10^{-3}\mu m^2$，主峰在 $0.01\times10^{-3}\sim0.05\times10^{-3}\mu m^2$之间，次级峰为 $0.001\times10^{-3}\sim0.005\times10^{-3}\mu m^2$ 和 $0.1\times10^{-3}\sim0.5\times$

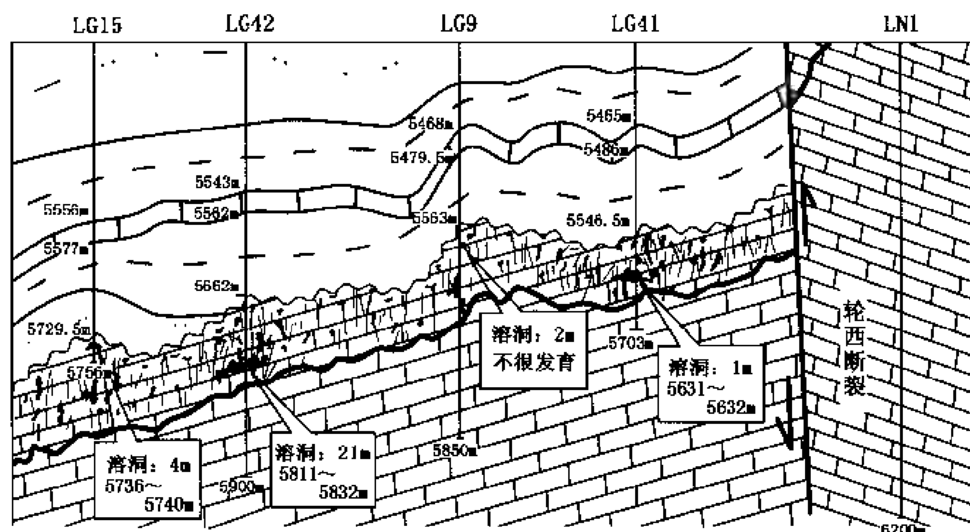


图 8－18　塔里木轮南潜山奥陶系风化壳裂缝—溶蚀孔洞型储集体分布

$10^{-3}\mu m^2$。而且，孔渗的相关性很差，表明该区储层主要为裂缝、溶蚀孔洞，特别是受裂缝控制的溶蚀孔洞的贡献。

尽管对该类油气藏勘探已积累了丰富的经验，但对储集体的预测仍存在较大困难。而一旦通过地质、地球物理技术对有利储集体的综合预测获得突破，就会有大的发现，轮南—塔河油田的滚动勘探不断获得突破就充分说明了这一点。

②内幕白云岩晶间孔—晶间溶孔—溶蚀孔洞型。内幕白云岩晶间孔—晶间溶孔—溶蚀孔洞型储集体，是碳酸盐岩中品质最优的储集体，它主要表现在基质孔隙度、渗透率高和均质性好两个方面，以四川盆地川东北黄金口、渡口河、罗家寨上三叠统飞仙关组鲕滩白云岩气田为典型，优质的储集体，使它们成为单井产能高（日产几十至上百万立方米）的优质高效气藏。

川东北上三叠统飞仙关组残余鲕粒云岩储层的物性最好，其平均孔隙度为 8.53%，平均渗透率为 $44.13\times10^{-3}\mu m^2$，为好储层（图 8－19）；粉晶云岩次之，平均孔隙度为 3.19%，平均渗透率为 $0.09\times10^{-3}\mu m^2$，为较差储层；膏质砂屑云岩又次之，平均孔隙度为 2.04%，平均渗透率为 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$，为差储层；泥晶云岩、灰质云岩、膏质云岩的平均孔隙度为 1.2%～1.86%，渗透率为 0.05×10^{-3}～$0.1\times10^{-3}\mu m^2$，基本上为很差储层到非储层。而石灰岩类的平均孔隙度为 1.01%～1.32%，渗透率基本小于 $0.1\times10^{-3}\mu m^2$，为非储层（图 8－20）。

③内幕断裂裂缝—溶蚀孔洞型。在塔中低隆西端，在上奥陶统良里塔格组发现了塔中 45、塔中 451、塔中 452 井裂缝—溶蚀孔洞型油藏。这三口井油层的储集岩类型为泥质泥晶灰岩，基质孔隙不发育。其储集空间，如塔中 45 井仅为裂缝和溶蚀孔洞，岩心极为破碎，水平缝、低角度缝、高角度缝皆发育，溶蚀孔洞极发育，孔径多为 1～8mm，最大达 40mm×50mm×110mm，并被萤石半充填或部分充填。实际上该井打在了断层破碎带上，储集体是由于断裂作用与沿断裂带的深埋岩溶作用形成的。

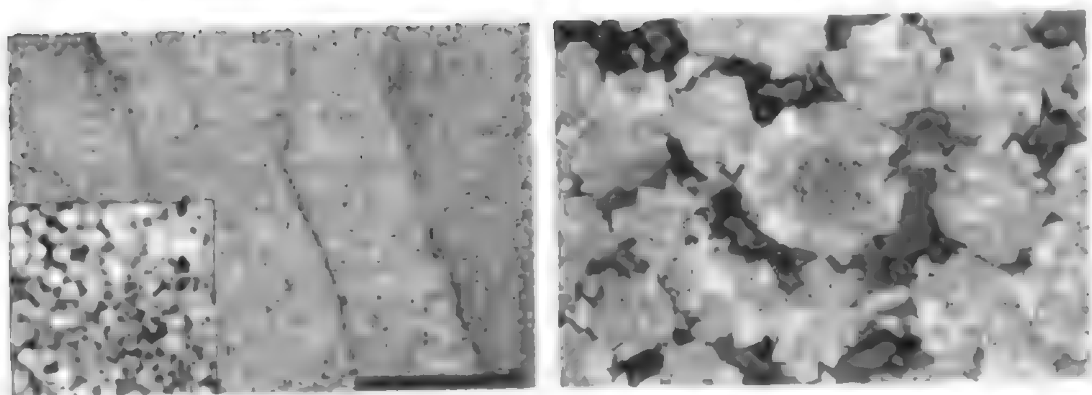


图8-19 川东北黄金口、渡口河、罗家寨气田下三叠统飞仙关组鲕滩白云岩储集体

左图：具槽状交错层理之鲕粒云岩，鲕粒及鲕粒间胶结物经溶蚀后而形成鲕模孔和粒间溶孔，岩心手标本及放大镜下，渡5井，4784.2m；

右图：残余鲕粒白云岩中的粒间溶孔，罗家1井，3476.7m，5×10倍，单偏光；蓝色铸体

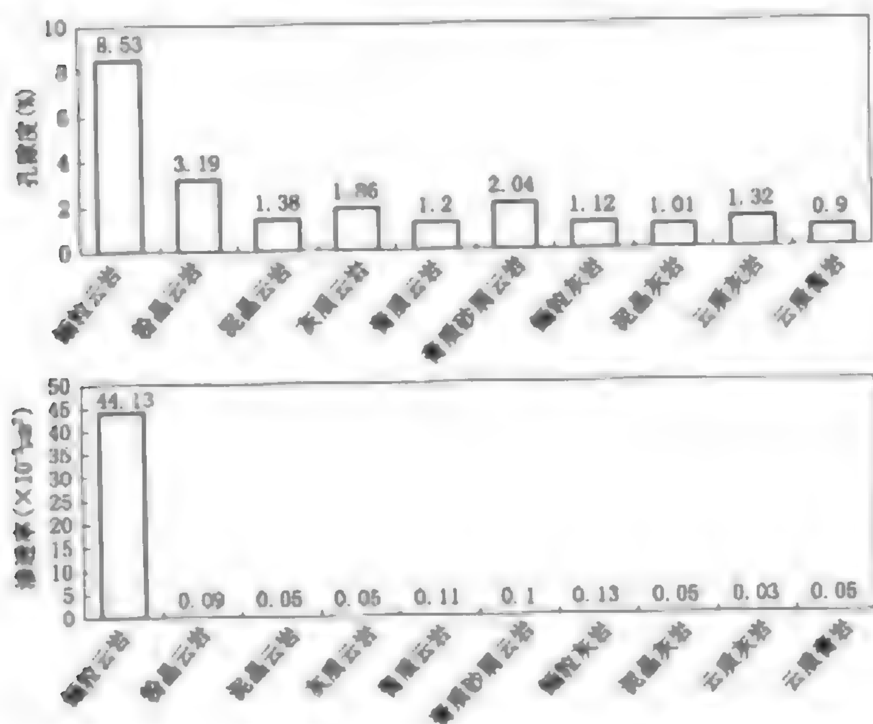


图8-20 川东北下三叠统飞仙关组碳酸盐岩中不同岩性基质储层孔隙度、渗透率分布图

（据西南石油学院，2002）

③内麻礁滩相灰岩格架孔—粒间孔—粒间溶孔型，在我国，发现最早、最典型的礁气藏位于著名的鄂西利川台降礁群。该台降礁群的形成时间略早于川东北开江—梁平海槽周缘的台地边缘礁，约在晚二叠世长兴中期，面积约5000km²。其北始云阳南的大山坪，南至文斗，西起茨竹垭，东至见天坝，其上发现了见天坝、花椒坪、黄泥塘、黄金洞、大洞、茨竹垭等台降边缘礁（或称台降外带环礁），以及建南、大土坪等台内低丘礁体，而台降周

缘则为盆地相暗色细粒沉积—烃源岩所围限（曾鼎乾等，1988）。若与区域构造—沉积联系起来看，该孤立海台很有可能与其北部的云阳孤立海台隔海槽相望，而云阳孤立海台又与渡口河—罗家寨—渡口—河口—满月—红花孤立海台隔海槽相望。

在塔里木盆地塔中Ⅰ号断裂带的上盘，上奥陶统良里塔格组由于礁体规模很小，均属点礁，因而目前的勘探发现，均属礁滩复合体油气藏。较典型的礁相油藏为塔中44、塔中62井，其中塔中44井为海绵—管孔藻点礁。典型的滩相灰岩油藏为塔中161井，为藻砂屑滩夹鲕滩，储层类型为亮晶藻砂屑灰岩、亮晶藻凝块灰岩、亮晶藻球粒灰岩、亮晶鲕粒灰岩等。其基质孔隙度介于0.10%～7.71%，平均为1.09%；渗透率为0.003×10^{-3}～$8.03\times10^{-3}\mu m^2$，平均为$1.07\times10^{-3}\mu m^2$。

⑤内幕裂缝型。该类油气藏规模一般较小，产能可高可低，既可稳产，也可不稳产，这主要取决于裂缝的数量、产状、规模及连通程度，以四川盆地川南二叠系为典型（图8-21），在塔里木盆地也有分布。该类油气藏储集岩岩石类型为泥晶灰岩或基质孔隙完全丧失的粒屑灰岩，储集空间主要为裂缝，或在构造裂缝基础上又经溶蚀而形成。储层非均质性强，多分布在构造轴部或断裂带上，主要受构造应力和破裂作用控制。裂缝型油气藏储层变化大、产能不稳定、规模小、勘探风险大，因而应谨慎勘探。

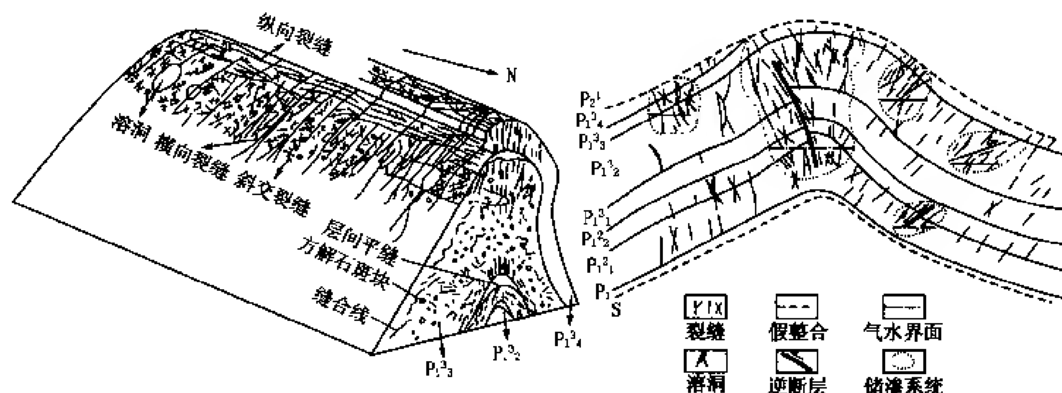


图8-21 四川川南下二叠统内幕碳酸盐岩裂缝型或内幕裂缝—溶蚀孔洞型储集体成藏模式

(2) 储集体发育的主要控制因素

张宝民等（2004）认为，控制中国海相碳酸盐岩储集体发育的因素，可初步归纳为岩石类型、沉积相、成岩作用、表生岩溶与深埋岩溶（即构造岩溶）和构造作用五个方面。

1）岩石类型。总体上看，颗粒、粒屑和细、粉晶白云岩优于粒屑灰岩。这是由于前者的粒间、晶间孔隙较发育，比石灰岩的抗压实能力强。此外，白云岩的脆性较强，而石灰岩的韧性较强，故在相同构造应力作用下白云岩比石灰岩更易产生裂缝，其几率约为6∶1（刘效曾等，1996）。

2）沉积相。总体上看，以台地边缘相带最为有利。因为各类生物礁（包括点礁）、各类滩相碳酸盐岩主要发育在该相带，且水动力强度大、灰泥难以沉淀充填而主要为亮晶胶结充填，故原生粒间、生物铸模、格架孔隙等较为发育且连通性较好。

3）成岩作用。成岩作用是控制储层发育的最重要因素之一。总体上看，以（准同生、成岩早期、成岩晚期）白云岩化作用最有利于优质储集体的形成；而（栉壳、浅埋、表生

近地表、深埋）胶结作用、压实作用、充填作用、交代作用等不利于储层的形成。此外，压溶作用所产生的缝合线（成岩缝）与层间缝，也分别对含泥泥晶灰岩、粒屑灰岩储层与各类白云岩储层的形成起到了重要作用。

4）表生岩溶与埋藏岩溶作用。表生岩溶（即碳酸盐岩风化壳岩溶）与深埋岩溶在塔里木、鄂尔多斯、华南皆有发育。

①表生岩溶可以塔北、塔中隆起、鄂尔多斯盆地中部和渤海湾盆地潜山为例。控制该类储集体优劣与产能高低的因素，主要取决于构成风化壳的碳酸盐岩是否具有基质孔隙以及风化壳的形成时间。一般而言，具有基质孔（如粒间孔、晶间孔）碳酸盐岩构成的风化壳，如塔里木盆地牙哈301井寒武系白云岩，具有高的产能且能稳产；风化壳形成时间越晚，对保存孔洞层越有利、产能越高、越能稳产，如任丘油田下古生界—中新元古界碳酸盐岩潜山。

②埋藏岩溶（构造岩溶）与表生岩溶相比，具有如下特点：第一，分布范围广，几乎无处不在，但沿断裂呈线状或串珠状分布，特别是集中发育于断裂转折部位或断裂与断裂、分支与主干断裂、节理与分支断裂的交汇部位；第二，多为高角度，这是由于中国台—盆区断裂体系具有盖层受基底、上覆构造层受下伏构造层控制的特点，因而，海西期及其以后的断裂活动，就必然受到震旦纪—早奥陶世被动陆缘演化阶段高角度断裂体系的控制；第三，发育期次多、延续时间长，经历了从晚加里东期直至喜马拉雅期裂缝的多期次形成与多期次叠合、复合、溶蚀、充填及再溶蚀过程；第四，垂向深度范围大，可发育在寒武—奥陶系碳酸盐岩顶面以下的数百米深度范围内，而风化壳岩溶带一般仅在碳酸盐岩顶面以下数十至上百米深度范围内；第五，对碳酸盐岩储集体的形成及其储集性能的改善起到了重要的作用；第六，溶蚀作用介质与地表大气淡水的渗滤无关，而与烃源岩脱羧基和原油热蚀变所产生的有机酸性水，含硫酸岩（石膏、硬石膏）地层中热化学硫酸岩反应（TSR）所产生的 H_2S 和碳酸盐岩接触变质所产生的 CO_2，以及深部热水等所导致的烃—水—岩相互作用有关，而深断裂促进了该过程的发展；第七，对油气运聚及油气藏形成贡献大，因为高角度构造岩溶带的发育深度大，可沟通烃源岩而成为油气的运移通道，且因其高角度而易于油气的垂向运移，并成为油气的良好储集场所；第八，构造岩溶横向非均质性极强。

5）构造作用。碳酸盐岩沉积后所经历的构造降升与断裂作用，对于碳酸盐岩储集体的形成具有重要作用。因为，只有构造降升才会使碳酸盐岩进入表生带并遭受风化—淋滤—溶蚀而形成风化壳岩溶。只有断裂作用，才会在碳酸盐岩中产生构造裂隙，从而为风化、淋滤、溶蚀或深部埋藏溶蚀作用提供通道，进而形成风化壳岩溶和构造岩溶储集体，甚至形成单一裂缝型储集体。而且，断裂裂缝对于内幕白云岩晶间孔—晶间溶孔—溶蚀孔洞型和内幕礁滩相灰岩格架孔—粒间孔—粒间溶孔型储集体的形成，也无疑提供了溶蚀介质的渗流通道和溶蚀作用的作用空间，并大幅度地提高了它们的渗透率。

3. 海相沉积层序成烃与成藏机理

（1）海相烃源岩生烃机理

1）前人对海相碳酸盐岩生烃机理的认识。由于碳酸盐岩中存在多种赋存状态的有机质，而有机质的演化和生烃与其赋存状态紧密相关，通过热模拟和自然演化系列样品的研

究，针对中国叠合盆地中下组合海相碳酸盐岩烃源岩发育与分布的特点以及成气、成藏过程中的各种作用，综合建立了碳酸盐岩的复杂成烃模式（图 8－22）。不仅包括碳酸盐岩自身的三段式成气特点，亦包括成气、成藏过程中原油热裂解生气以及次生有机质受热再次生气过程。海相碳酸盐岩烃源岩优质生烃母质决定生烃过程中油气比高，易形成古油藏，这是有机质一次富集的过程。古油藏热裂解形成天然气是高效形成天然气藏的重要途径。储集性碳酸盐岩中次生有机质经二次深埋后可再次生气而成为一种有效的气源岩。

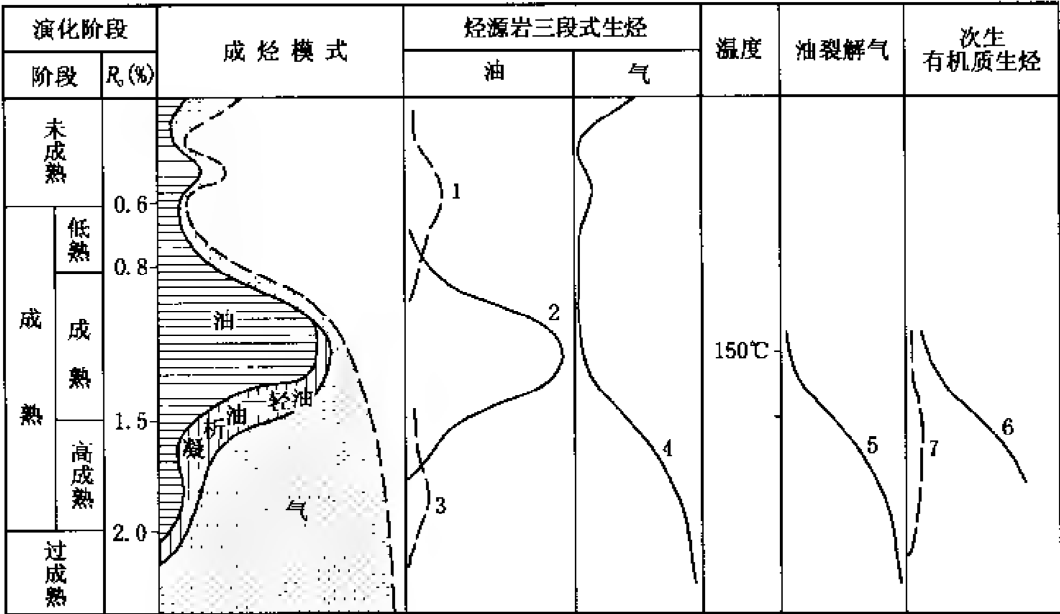


图 8－22　中国海相碳酸盐岩成烃模式（据赵文智等，2005）

1—未、低熟油；2—干酪根热降解生油，R_o下移至 1.6%；3—原生包裹体有机质热增压破裂成气；4—烃源岩中有机质生气；5—油裂解生气；6—次生沥青裂解生气；7—次生包裹体有机质热增压破裂成气

2）中国海相地层成烃机理的主要进展。中国克拉通盆地海相地层一般为古生界，且之后叠加多种类型的沉积盆地，因此其生烃较早，且经历了多期的生烃过程。如在塔里木盆地满加尔凹陷中西部地区，中下寒武统烃源岩在加里东晚期进入生油高峰期，晚海西期进入凝析油和湿气的生成阶段，喜马拉雅期进入干气的生成阶段；中上奥陶统烃源岩在晚海西期未成熟，只有到燕山晚期才进入生油高峰阶段、在喜马拉雅期进入凝析油阶段。

正是由于中国海相地层古老的原因，因此在其成烃过程、尤其是生气过程的机理研究中，应该强调原油裂解成气的特殊过程。

我们知道，在腐泥型烃源岩的天然气生成过程中，存在两种来源成因的天然气，即干酪根裂解气和干酪根生成原油后的二次裂解气，相对于干酪根生成原油后的二次裂解气有人将直接来源于干酪根的裂解气称为初次裂解气。我国许多学者都注意到了原油二次裂解气的存在，尤其是在论述高温裂解气的成因时，如戴金星等（1992）认为裂解气是由原油、油型热解气及残余干酪根裂解而成；徐永昌（1994）认为高温裂解气的成因一方面是残余有机质进入变质作用阶段后，热裂解形成低分子气态烃，另一方面早先生成的液态烃也进

一步裂解为气态烃。可见，天然气的生成过程尤其是高温裂解气的生成包含了干酪根裂解和原油裂解两个过程（赵孟军等，2000，2001）。

赵文智等（2005）在Ⅰ型干酪根封闭体系生烃动力学实验的基础上，认为 R_o大于2.0%时的产气量只有30%，这与“九五”时期的认识基本相当。原油与Ⅰ型干酪根生烃动力学实验表明，腐泥型干酪根在古地温80℃下开始大量裂解成气，而原油则要在160℃情况下才可大量裂解成气（赵文智等，2005），因此中国海相地层腐泥型烃源岩的生气模式则普遍表现为“有机质成气的接力模式”（图8－23）。究其含义，则在该腐泥型有机质成气过程中则包含了干酪根的裂解成气过程和干酪根裂解成油再裂解成气的两个过程，只不过当地温大于200℃时，源岩中可溶有机质裂解成气量已经大于了干酪根裂解成气量。

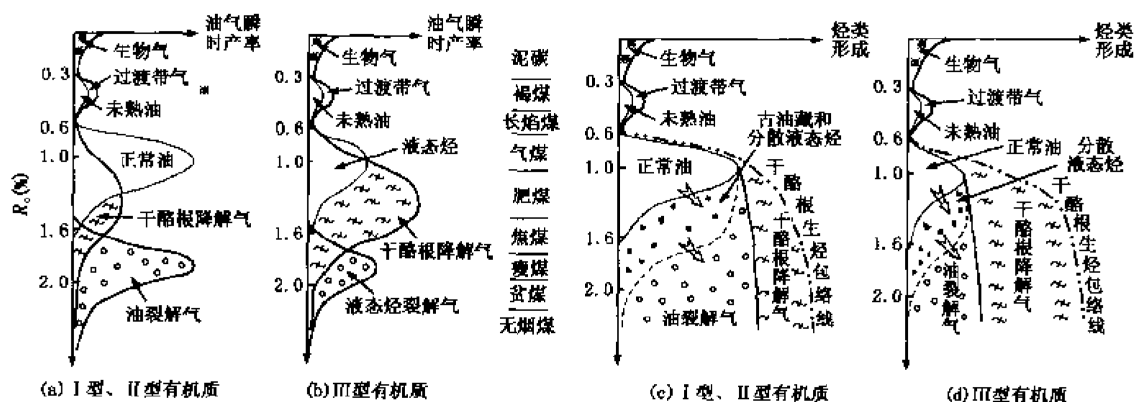


图8－23　有机质生成油气模式（据赵文智等，2005）

赵孟军等（2000，2001）将上述的裂解气称为广义的原油裂解气，而狭义的原油裂解气是指古油藏中原油裂解生成的天然气；由于在天然气的勘探过程中，人们的注意力集中在天然气的来源上，即广义的原油裂解气与干酪根裂解气同在源岩层内而无详细区分的必要，所以狭义的原油裂解气才是多期成藏盆地中作为特殊气源重点研究的对象。对于具有多期成藏的盆地，尤其是古老的克拉通地区，早期形成的古油藏随埋深增大，温度增高，古油藏中的原油必然要发生裂解形成天然气，那么该气藏中的天然气则以原油裂解气为主（赵孟军等，2000，2001）。

（2）中国海相地层成藏过程

地质历史时期的油气藏一般经历前油气藏阶段（油气藏形成阶段）、油气藏阶段（油气藏最大聚集量阶段）和后油气藏阶段（油气藏形成后的破坏、散失阶段）。油气从生成、运移、成藏到散失是一个完整的过程，在地质历史的长河中，油藏的存在相对其整个发展过程来讲，是短暂的（图8－24）。同样由于中国海相地层一般为古生界，且之后叠加多种类型的沉积盆地，因此其一般经历了多期复杂的成藏过程（图8－25）。值得注意的是，必须将油气成藏期的“正演”分析方法与油气成藏期的“反演”分析方法有机地相结合。

4. 中国海相油气藏类型与分布

（1）中国海相盆地圈闭类型与分布

1）圈闭类型。海相克拉通盆地构造相对稳定，构造运动多为升降运动，构造变形主要

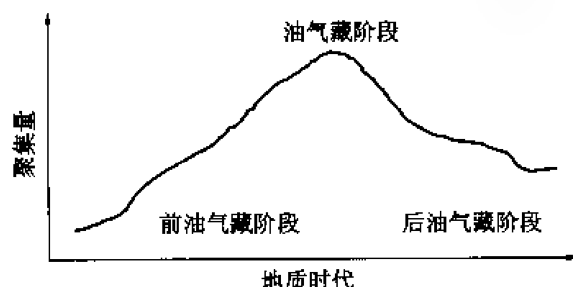


图 8-24 油气藏在地质历史时期中演化过程示意图

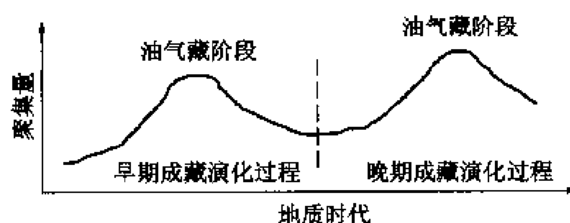


图 8-25 中国海相地层油气藏成藏过程示意图

形成隆坳相间的构造格局，因此主要圈闭类型为地层、岩性及复合型。不整合面发育、岩性变化和古隆起背景是圈闭形成的三大要素。

塔里木克拉通盆地内构造圈闭不发育。已发现的构造圈闭如基底断块、背斜、鼻状构造、滑脱背斜和披覆背斜等圈闭，幅度一般较低，面积小，储量丰度低。在隆起斜坡区与不整合面等有关的潜山、地层不整合、岩性尖灭及裂缝等圈闭是重要的圈闭类型，轮南、鸟山、和田河气田奥陶系潜山、塔中Ⅰ号断裂带奥陶系裂缝圈闭已证实为重要的圈闭。四川盆地海相克拉通的圈闭多为地层—构造复合型，如川东石炭系 8 个大中型气田均为石炭系尖灭—构造复合型圈闭。鄂尔多斯盆地已发现的构造圈闭多为鼻隆或低幅度构造。中部气藏则为地层—岩性型气藏。上古生界石炭—二叠系圈闭主要为各类砂岩储集体与区域倾斜匹配形成的上倾尖灭或透镜体圈闭。

2）圈闭类型分布。以塔里木盆地为例探讨中国古生界海相地层常见的圈闭类型及分布。

①由斜坡区到隆起区为非背斜圈闭到复合圈闭展布模式。隆起及其周围斜坡发育了构造和非构造控油组合。隆起高部位地层遭受剥蚀，可形成冲断潜山圈闭，也会形成剥蚀残余型地貌圈闭和潜山披覆背斜圈闭。向斜坡部位，可形成地层不整合圈闭，如中、上奥陶统—志留系由坳陷分别向南、向北超覆，东河砂岩填平补齐，也呈超覆状态。志留系沥青砂岩的广泛分布说明早期存在大规模的超覆不整合油藏；塔中 101 井东河砂岩依附古地貌形成超覆不整合油气藏。

②由下构造层的潜山型圈闭为主到上构造层的低幅度背斜圈闭为主。塔中、塔北古隆起具有双层结构特征（张光亚等，2000）。塔中隆起 Tg_3 反射层（相当于东河砂岩底面）以下的断裂构造发育，背斜隆起明显，对应的构造幅度较大；而上覆地层变形较弱，以塑性地层的局部调整为主，断裂活动微弱，构造面积较小，幅度较低，以塔中石炭系东河砂岩的低幅度构造为典型代表（贾承造等，1998）。

同样，在塔北隆起，下构造层主要为潜山型油气藏，上构造层主要为披覆背斜油气藏。近年来，越来越多的地层、岩性、地层—构造复合型油气藏被发现，如哈得逊 4 号油藏为由东河砂岩超覆尖灭与区域构造倾斜匹配形成的构造—地层油气藏，它的发现展示了构造—地层复合型油气藏良好的勘探前景。

（2）中国海相盆地油气分布

海相克拉通盆地中的古隆起有利于汇聚油气，位于生烃中心内部或边缘的古隆起尤其

如此。由于隆起高部位多遭受强烈剥蚀，因此隆起斜坡区域盖层之下是油气富集的最有利场所。

塔里木克拉通盆地的烃源岩具有加里东晚期—海西早期、海西晚期和燕山晚期—喜马拉雅期3个排烃高峰期，塔中、塔北隆起从加里东期开始发育，它们先后在海西早期和海西晚期定型，是油气运移、聚集的主要指向区。在塔北、中央隆起区，由于断裂切割和区域盖层遭破坏，油气进一步发生垂向运移，聚集于上覆层系中，断裂向上断到哪个层位，油气就“上窜”到那个层位聚集。

四川盆地志留纪末加里东运动形成的乐山—龙女寺古隆起和中三叠世末印支运动形成的泸州、开江古隆起是油气运移的主要指向区。目前已在乐山—龙女寺古隆起斜坡上的古、今构造圈闭中发现了威远、龙女寺和磨溪等气田和含气构造。泸州、开江古隆起背景上石炭系上倾尖灭构成若干大型地层—构造古圈闭。开江古隆起古圈闭面积达2812km²，对捕获中三叠世至喜马拉雅运动前大规模排出的烃类十分有利，喜马拉雅期全面褶皱后，古隆起被解体，古气藏也被解体，解体后古气藏中的天然气或聚集在古气藏原地的喜马拉雅期形成的圈闭中二次成藏，形成五百梯气田、龙门气田、双家坝气田、大池干井气田和卧龙河气田，原地二次成藏的气田储量往往很大；或运移聚集在古气藏附近的喜马拉雅期形成的圈闭中异地二次成藏，形成高峰场气田、福成寨气田和铁山气田。还有一部分天然气沿开启性断裂运移散失了。

鄂尔多斯盆地中央古隆起及其斜坡区印支期前是天然气运移的主要指向区，隆起上发育奥陶系碳酸盐岩风化壳溶蚀储层，并以岩溶斜坡（古潜台）储层最佳，靖边大气田即位于盆地中央靖边—志丹岩溶斜坡上。印支期后，随中新生代前陆盆地的叠置，盆地东部抬升，西部沉降，古隆起东翼逆转为西倾斜坡，新生成的天然气和已经聚集在奥陶系风化壳储层中的天然气向东运移，形成中部气田。原来古隆起东侧低部位盐洼区低渗膏盐层成为上倾方向的遮挡物，中石炭统铝土岩作为盖层。

参考文献

胡见义，赵文智主编．1997．中国含油气系统的应用与进展．北京：石油工业出版社，99～132

胡见义等．1991．中国陆相石油地质理论基础．北京：石油工业出版社，231～235

康玉柱．2000．塔里木盆地海相古生界油气勘探的进展．新疆石油地质，23（1）：76～78

李小地，张光亚，田作基等．2000．塔里木盆地油气系统与油气分布规律．北京：地质出版社，136

梁狄刚，张水昌，张宝民等．2000．从塔里木盆地看中国海相生油问题．地学前缘，7（4）：534～547

罗志立．2001．中国地质构造背景的特殊性对油气勘探产生的影响．中国石油勘探，6（1）：7～11

庞雄奇，金之钧，姜振学，左胜杰．2002．叠合盆地油气资源评价问题及其研究意义．石油勘探与开发，29（1）：9～13

翟光明，王建君．2000．论油气分布的有序性．石油学报，21（1）：1～9

张光亚，宋建国．1998．塔里木克拉通盆地改造对油气聚集和保存的控制．地质论评，44（5）：511～521

张光亚，王红军，李洪辉．2002．塔里木盆地克拉通区油气藏形成主控因素与油气分布．科学通报，47（增刊）：24～29

张光亚，王红军，宋建国，包建平．2002．塔里木盆地满西寒武系—下奥陶统油气系统的确定及其在勘探上的应用．中国石油勘探，18～24

张光亚．2000．塔里木古生代克拉通盆地形成演化与油气．北京：地质出版社，116
张水昌，梁狄刚，张大江．2002．关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准．石油勘探与开发，29（2）：8～12
赵文智，何登发，池英柳，雷振宇，瞿辉．2001．中国复合含油气系统的基本特征与勘探技术．石油学报，22（1）：6～13
赵文智，何登发，范土芝．2002．含油气系统术语、研究流程与核心内容之我见．石油勘探与开发，29（2）：1～7
赵文智，何登发，瞿辉等．2001．复合含油气系统中油气运移流向研究的意义．石油学报，22（4）：7～12
赵文智，何登发．2000．中国复合含油气系统的概念及其意义．勘探家，5（3）：1～11
赵文智，张光亚，何海清等著．2002．中国海相石油地质与叠合含油气盆地．北京：地质出版社．
赵文智等．1991．石油地质综合研究导论．北京：石油工业出版社，184～231
赵文智等著．2003．中国含油气系统基本特征与评价方法．北京：科学出版社，350～404

第九章　油气资源评价方法体系的建立与应用

油气资源评价是以石油地质理论认识为指导，在对大量勘探数据、成果与地质认识综合分析归纳的基础上，采用适宜的评价方法，对地下油气资源的总量、质量和分布做出客观评价。其根本的任务是要回答不同勘探阶段的“目标”在哪？这些目标的各类、各级资源量是多少？如何经济有效地找到这些资源？因此，资源评价是一项巨大的系统工程，涉及油气勘探生产的各个环节。

资源评价的核心是对地下油气蕴藏量的客观预测。为此，首先要研究油气的生成、运移及油气藏形成与分布，从而预测油气资源的分布范围；其次，要采用多种定量计算方法，进行一个盆地乃至一个地区的油气资源量的计算。由于一个盆地或一个地区油气资源量既受地质条件的控制，又受勘探程度、勘探开发技术与经济条件等因素的影响，因此，资源评价还要进行包括勘探风险分析在内的技术与经济评价。

资源评价成果，特别是定量评价成果，是制定国家能源政策和编制油气发展规划的重要依据。国外一些主要产油国都十分重视油气资源评价工作。20 世纪 60 年代以来，美国、原苏联和加拿大等国相继成立了专门机构，并对本国的油气资源定期进行评价。70 年代以来这一工作又有了新的发展，当今世界上几乎所有大石油公司都非常重视油气资源评价工作，并有专门的资源评价机构。资源评价已成为油气勘探工作的重要组成部分。

我国早在 20 世纪 30 年代末、40 年代初就开展了油气资源评价工作，当时一些地质家根据地质调查资料预测了中国的油气资源。新中国成立以来，随着勘探工作的不断发展，原石油工业部不定期对一些重点盆地开展了油气资源评价研究，并于 60 年代初进行了全国油气资源评价与远景预测。原地质矿产部、中国科学院等单位也进行过多次油气资源预测。70 年代以来，由于有机地球化学的快速发展，以及计算机技术的广泛应用，油气资源评价逐步由定性向定量方向发展。在此基础上，原石油工业部和石油天然气总公司分别于 1981—1987 年和 1992—1994 年，组织全国石油企事业单位和科研院所，完成了全国第一次和第二次油气资源评价工作，资源评价学科体系基本形成。

但我国前期的资源评价与国际相比，无论是评价思路、评价方法，还是评价结果都存在较大的差异。2000 年以来，资源评价工作者在对全国第一次和第二次油气资源评价工作深入总结分析的基础上，加大了国际合作与交流的力度，并通过具体的评价研究，对资源评价学科中的地质建模与风险分析、资源量估算、资源的经济评价与勘探决策，建立了一套完整的评价思路、工作流程、方法体系与参数标准，并以资源评价基础数据库和图形库建设为基础，构建了集地质风险分析、资源量估算、经济评价与决策分析于一体的评价平台，使我国的油气资源评价学科有了新的发展。

第一节　油气资源评价方法体系

油气资源评价其实质是对评价对象的含油气性的预测，是将已获得的各种地质信息联系起来，经过加工处理，最终转化为评价地区油气资源在空间的位置和数量的分布。这一转化过程，包括两个基本过程，第一个过程是对所选择的评价对象，建立起能为大家共同理解的预测模型。第二个过程是以建立的预测模型为基础，将有限的信息资源应用于模型，并经过综合分析判断，作出预测结论。因此，油气资源评价本身就是方法论，它是认识油气聚集规律，并进行勘探以求获得资源的基本方法。国内、外学者在油气资源评价研究中，都把评价方法研究放在非常重要的地位。

但油气资源是在自然条件下生成并赋存于天然地层中，最终可通过各种方式和方法被人们开采利用的石油和天然气的总体。油气资源量不等同于油气生成量，也不等同于目前经济技术条件下具有经济价值的可采储量（图9 1）。

油气资源评价方法研究是以资源、储量分类为基础，油气资源可按不同的标准分为不同的级别和类型。

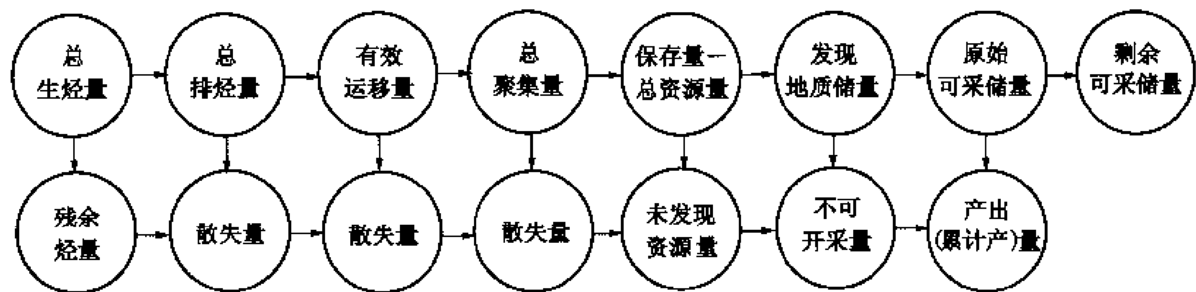


图9-1　资源量与油气生成量、储量关系示意图

一、资源概念和分类

1. 国际上资源、储量分类

国际上的资源、储量存在两大分类体系，即技术型分类体系和技术经济型分类体系。技术型分类体系是将储量作为资源来考虑，突出资源和储量的数量、质量和整体规模，而对资源、储量的经济性和时效性的考虑相对较弱。技术型分类体系主要是在计划经济体制的国家，或市场经济体制但资源属国家所有的国家，或市场经济体制国家的资源管理部门使用。技术经济型分类体系突出的是资源、储量的资产属性，分类不仅强调资源的市场空间和价值，同时也强调资源、储量的时效性。技术经济型分类体系主要是在市场经济体制国家的工业管理部门和证券金融界使用。

但国际上无论是技术型分类体系，还是技术经济型分类体系，都以麦凯尔韦分类方案为基本准则，主要是从地质可靠程度和经济可行性两大方面进行资源、储量的分级与分类。根据地质认识程度，将资源分为已发现的和未发现的两部分。根据经济可行性的差异，将资源又分为经济意义的和次经济意义的两大类。

2. 我国原有的资源、储量分类

(1) 资源、储量分类方案

根据我国1988年《石油、天然气储量规范》，前期我国将油气资源按发现程度分为已发现储量和待发现资源量两大类。其中，已发现储量根据各阶段对油气藏认识程度的不同，被划分为探明储量、控制储量和预测储量三级。待发现资源量根据勘探阶段和勘探对象的不同，分为潜在资源量（圈闭资源量）和推测资源量两部分（图9－2）。

(2) 与国际分类的比较

我国原有的资源、储量分类与国际分类相比，存在以下几方面的异同。

1）储量分类方面：我国是以油气藏平面和纵向上的总体控制程度进行储量的分类，一个油气藏一般仅有一种类别的储量。国际上是以油气藏各部位和各层位的井控程度进行储量的分类，一个油气藏可能存在各种类别的储量。

2）资源、储量表述习惯方面：无论是我国，还是国际上都有地质和可采资源、储量两个系列，但在表述的习惯上有明显的差异。国际上，表述的是可采资源系列，对外一般只公布可采资源和可采储量数据，且不冠以“可采”二字；地质资源量与地质储量一般不对外公布，若要公布，必须冠以“地质”二字。我国的习惯表述方法与国际刚好相反。

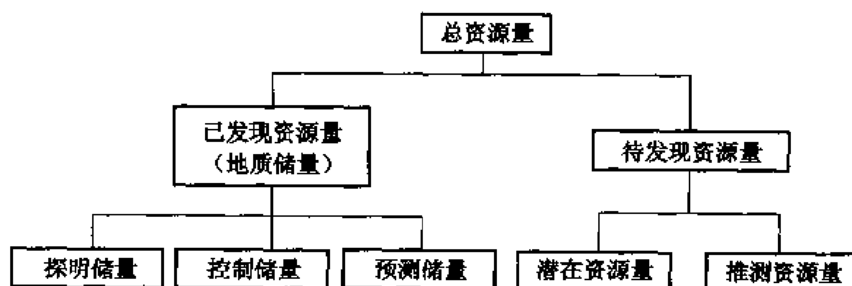


图9－2 我国1988年资源、储量分类方案

3）资源、储量分类方面：无论是地质资源、储量系列，还是可采资源、储量系列，我国与国际上均将资源分为已发现的与未发现的两部分，已发现的资源均称为“储量”，未发现的资源均称为“资源量”。同时资源、储量的进一步分类，从形式上是相似的，可以对应，但在内涵上有明显的差异。

4）储量管理体制方面：我国与国际相比存在较大的差异。国际上采用“概率值”来描述储量的置信程度，基础为“单井控制法”。即当一个圈闭从获得第一口工业油气流井开始，就以井点为基础并结合外推方法分别计算“证实的（Proved、P_1）”、“概算的（Probable，P_2）”和“可能的（Possible，P_3）”三级储量（简称3P储量）。之后随着勘探程度和认识程度的提高，而不断修正3P储量数据，并用“概率”予以表达。一般证实储量的概率在80%以上，概算储量在50%以上，可能储量在10%以上。我国采用的是“确定性”储量管理模式，即探明、控制、预测储量之间有严格的规定。探明储量必须在完成评价井的勘探工作之后，并经国家储委批准方能确定为探明储量。控制与预测储量在未完成评价井与其他相应的勘探工作量与研究之前是不能升级为探明储量的。这种状况与国际比较的结果是：我国的控制与预测储量中包含了部分已证实（proved）的储量，即控制储量相当于国际上的P_1

$+P_2$ 或 $P_1+P_2+P_3$ 储量，预测储量则相当于国际上的 $P_1+P_2+P_3$ 或 P_2+P_3 储量。

3. 新形势下的资源、储量分类

应该说，我国原有的资源、储量分类方案，对计划经济体制下的油气资源、储量的评价与管理起到了极为重要的指导作用。但随着我国石油工业的重组改制，国际化进程的加快，油气资源、储量已成为衡量油公司价值和发展潜力的重要资产。在此背景下，我国油气资源、储量的评价与管理，必须按照国际通用的准则进行运作与管理。

为建立起既能满足我国现阶段资源、储量评价与管理工作需求，又能与国际基本接轨的新的资源、储量分类方案，中国石油第三次油气资源评价在建立资源、储量分类方案时，以满足国家油气资源宏观战略研究及油公司适应市场和为勘探决策服务为基本需求，不仅考虑了我国已经形成的传统与特色，也考虑了国际资源、储量分类的发展趋势，按照以下原则建立新的资源、储量分类方案。

1）与历史衔接的原则。地质资源、储量的分类，既是我国的传统，也是我国的特色，新的资源、储量分类方案，应保留我国原有的地质资源、储量分类方案。

2）与国际接轨的原则。新的分类方案是在我国油公司逐步走向国际证券金融市场背景下而建立，因此分类方案必须与国际分类方案的发展趋势相符，增加可采资源、储量的分类，并在可采资源、储量的分类与管理上实现与国际的接轨。

3）符合国家法律的原则。我国的油气资源属国家所有，国家标准是油气资源、储量评价与管理的法定标准。因此，新的分类方案必须以符合国家法律为基本准则。

依据上述原则，中国石油第三次油气资源评价所建立的资源、储量分类方案，按地质资源量、可采资源量、地质储量和可采储量四个层次进行资源、储量的分类（图9－3）。分类的依据主要基于四个方面：①地质资源量以勘探阶段为分类依据；②可采资源量以不同地质条件下的可采系数的确定为依据；③地质储量以油气田（藏）所处的勘探阶段和地质可靠程度（勘探程度和认识程度）为分类依据；④可采储量以商业性（含规定的技术条件）采出程度为依据。

			已发现资源量（储量）				未发现资源量	
			已探明储量		待探明储量			
			已开发	未开发	控制储量	预测储量	潜在	推测
					潜在储量增长量			
地质资源量	技术可采	经济						
		非经济						
	非可采							

图9－3 中国石油第三次油气资源评价资源、储量分类方案

（1）地质资源量

是指在目前的经济与技术条件下，所估算的地下地层中商业性聚集的油气资源的总量。该资源量在目前经济与技术条件下最终是可以探明的，也是经济的。包括已发现的和未发现的两部分。

1）已发现地质资源量（也称地质储量）：是指通过钻探所发现的油气资源，包括探明储量、控制储量和预测储量三部分。

①探明地质储量：是指在评价勘探完成后，根据地质和工程资料的分析，所估算的储存在已知油气藏中的原始油气总量。探明地质储量包括已投入开发的和尚未开发的两部分。

②控制地质储量：指已获得工业油气流的圈闭，在评价勘探中所估算的原始油气总量。

③预测地质储量：指预探阶段进行预探井钻探后，发现了油气流，或综合分析有油气层存在，根据石油地质条件分析和类比所估算的原始油气总量。

④潜在储量增长量：指在已知油气田内及周边，通过老井复查、扩边、发现新层系所增加的油气地质储量，相当于通过滚动勘探开发所发现的油气地质储量。

2）未发现地质资源量：是在区域勘探和预探阶段中，采用各种方法估算的储存在已知油气田范围之外聚集体中，尚未发现的原始油气总量，按勘探阶段和勘探对象分为潜在地质资源量和推测地质资源量两部分。

①潜在地质资源量：是在预探阶段中，对已发现的具有含油气远景的圈闭，根据石油地质条件分析和类比，所估算的原始油气总量（又称圈闭资源量）。

②推测地质资源量：对有含油气远景的（包括已投入开发的）盆地、构造单元（坳陷、隆起、凹陷）等，根据地质、物化探及区域探井等资料的综合研究和分析所估算的原始油气总量，扣除已发现地质储量和潜在资源量后所剩余的那部分地质资源量。

3）剩余地质资源量：即所估算的油气地质资源量减去已探明的油气地质储量后所剩余的地质资源量。

（2）可采资源量

是指在给定的经济、技术条件和政府法规下，预期能从储集体中最终可采出的油气数量。包括技术可采和经济可采两部分。

1）技术可采资源量：是指在不考虑经济可行性的前提下，依据给定的技术条件和政府法规，预期能从储集体中最终可以采出的油气数量。包括经济的和非经济的两部分。

2）经济可采资源量：是指在考虑经济可行性的前提下，依据给定的技术条件和政府法规，预期能从储集体中最终可以采出的油气数量。

（3）可采储量

是指在给定的经济、技术条件和政府法规下，预期能从已发现油气田（藏）中最终可采出的那部分储量。包括已采出的和未采出的两部分。

1）已采出的可采储量（即累积产量）：是指到某一给定日期以前，从已知油气藏中累积采出的油气数量。

2）剩余可采储量：可采储量扣除累积产量后的剩余储量。

（4）剩余可采资源量

是指所估算的可采资源量扣除已采出的油气数量后所剩余的那部分资源。包括已发现

但未采出的和未发现的两部分。

二、国外油气资源评价方法与侧重点

1. 资源评价方法现状

在第一届世界能源大会上，M. F. Searl 认为："油气资源评价方法是美国一个被严重忽视的研究课题"，"在建立资源评价方法问题上，很少做过系统的努力"（Searl，1975）。在 Searl 的讲话十年后，国际上油气资源评价方法研究有了很大发展。目前，国际上已产生和发展的油气资源评价方法多达百余种，但依方法原理可归纳为成因法、类比法和统计法三大类（表9－1）。也有人将其归纳为四大类或五大类，将类比法和特尔菲法单列考虑，或将上述部分或全部评价方法进行合并，形成多种方法的不同组合形式。

表9－1　国外油气资源评价主要方法分类表

分类	成因法	类比法	统计法
Ⅰ类	盆地模拟法、蒂索法、热模拟法、地球化学物质平衡法、干酪根热降解法、残烃法等	面积丰度类比法、体积丰度类比法、体积速度法等	油田规模序列法、经验外推法、储产量分析法、数理统计分析法等
主要原理	地球化学 物质平衡分析	类比分析	统计模型 数理分析
Ⅱ类	特尔菲法（主观赋分法）——专家系统、综合预测分析法		

（1）成因法

成因法是一种特殊的体积资源量评价方法，也有人称之为体积生成法或地球化学物质平衡法，即根据物质质量守恒原理，通过对烃源岩中烃类的生成量、排出量和吸附量、运移量和散失损耗量等计算，从而预测评价区的油气资源量（图9－4）。目前，该类方法中较为成熟的方法是热解法、热模拟法和盆地模拟法等。其中，盆地模拟法是该类方法的典型代表。

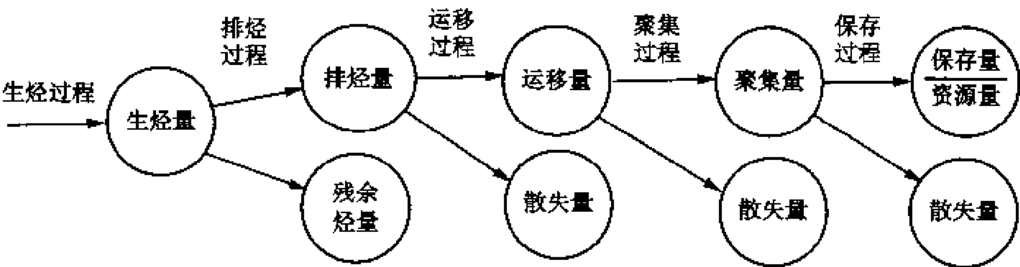


图9－4　成因法预测油气资源的一般地质模式

成因法最大优点是：原理简单、参数与结果的地质意义明确、计算简便快速，但建模工作需要大量的基础研究工作的支持。

成因法存在的缺陷是：建模所需参数都直接与地质历史过程有关，仅仅根据实验室的有限研究建模，存在诸多的不确定性。加上人们对油气生成、运移、聚集成藏过程的认识，

很大程度上受资料把握程度的限制，存在诸多的不确定性，直接影响着成因法的预测精度。同时，成因法所提供的信息量仅仅是烃源岩的生烃量和油气资源的总量，其他决策信息量很少。基于上述原因，国际上的资源评价机构在进行资源评价时，一般不采用成因法。

（2）类比法

类比法是最大相似条件下的由“已知推未知”的一种评价方法，适用于不同勘探阶段和评价目标，适用于任何地质条件。从发展趋势看，该类方法包括资源密度系数法（也称体积或面积丰度类比法）、体积速度法等。体积丰度类比法是国际上广泛使用的一类评价方法，其基本的假设条件是：假设某一评价区和某一高勘探程度区（也称类比刻度区或标准区）有类似的油气地质条件，那么它们将会有大致相同的含油气丰度（体积丰度）。

国际上类比法主要按以下四大过程实施：①解剖已知区（也称刻度区），建立油气资源定量预测模型；②选择地质条件与评价区类似的刻度区进行类比评价；③根据评价区和刻度区成藏条件的定量类比结果，确定评价区与刻度区相似程度；④将建立的刻度区资源定量模型应用到评价区，并根据相似程度研究结果，估算评价区的资源量。

由于地质现象如世界上其他自然现象一样，是千变万化的。因此没有绝对相同的盆地、区带和圈闭。类比法是借鉴于相对的相似性对资源进行预测，要保证评价结果的客观性，必须把握以下两个关键环节：

1）客观选择刻度区。尽管世界上没有完全相同的两个地质体，但油气成藏都受生、储、盖、圈、运、保等因素的控制。因此，地质体不同但油气成藏的控制因素是一致的，只是影响具体地质体油气成藏主控因素上的差异。在类比评价时，可以根据评价区的油气成藏特点，选择与评价区成藏条件尽可能相似的刻度区作为参照标准，即可满足类比评价的需求。

2）客观确定评价区与刻度区的相似程度（也称相似系数）。研究相似系数其实质就是通过对评价区和刻度区成藏条件的比较分析与评价，确定评价区和刻度区成藏条件的差异程度。但对相似系数的定量确定早在1984年以前，尚处探索之中，没有可靠的方法来定量描述评价区和刻度区成藏条件的差异，也很难对“类似”或“相似”及比较标准作出精确的定义。1984年Ulmishek等在这方面作了一些有益的尝试，他将评价区和刻度区的相似程度定性评价为六级，并给每一定性级别赋予一定的分值，进行相似系数的定量计算，从而解决了相似程度的定量描述问题。

由于类比法的核心是成藏条件的定量类比，且类比思路简单，应用范围广泛。同时，地质类比法的评价结果不仅可以提供油气资源的总量，也可提供油气资源的质量、空间分布等有关决策的信息，因此类比法是国际上广泛使用的评价方法。

（3）统计法

统计法是一类利用历史经验的趋势推断法，即利用历史勘探成果资料（包括发现率、钻井进尺、油气产率、油气田规模分布等），通过数学统计分析方法将历史资料按一定的趋势合理地拟合成资源储量的增长曲线，将过去的勘探与发现状况有效地外推至未来，据此对评价区资源总量进行预测。该类方法又可细分为经验外推法（如时间发现率、进尺发现率、探井井数发现率等）、油气田规模序列法、大油田与中小油田比例模型法、储产量分析法（如储量增长率模型法、储量变化模型法）和地质多因素回归分析法等。

从国际上所建立的各类统计方法看，实际上是一种建立预测模型与数理统计相结合的方法。模型可以是不同的数学模型（反映不同的地质变量或勘探过程的统计规律），也可以是不同的地质模型（地质模型最终要用数学模型来描述）。前者是由数理统计分析确定，后者则是通过地质建模来确定。

统计法的优点在于方法简单，结果可靠，对勘探决策的指导意义较大。因此，统计法在国外的油公司资源评价中，使用比较广泛。但统计法也存在以下两方面的缺陷：

1）统计法是通过对高勘探程度地区大量勘探数据的统计分析，建立各种因素与油气资源之间的关系模型，或油气资源发现过程中的各种统计规律而建立的评价方法，因此该类方法通常仅适用于成熟地区或较成熟地区的中期或后期评价阶段，不能直接用于低勘探程度区的评价，方法应用受勘探程度的制约。

2）因统计法没有考虑未来勘探可能出现的不可预见的油气藏（田）类型的意外发现，也没有考虑技术的进步与经济条件改善对资源量估算的影响，因此预测结果往往趋于保守。

2. 国外资源评价的侧重点

总体看，国际上存在国家和油公司两个层面的资源评价。但由于对资源评价工作目标要求的差异，导致两个层面评价的侧重点并不完全相同。

（1）国家层面的资源评价

一般来说，国家层面的资源评价是以满足国家能源政策与宏观战略决策研究为基本要求，资源评价工作的侧重点主要表现在：

1）为了解油气资源的宏观分布状况，一般侧重于含油气盆地的评价，评价范围较大，可以涵盖含油气区（油气省），甚至国家，乃至全球。如美国为了解全球的油气资源状况，就由美国地质调查局（USGS）在一定的时间段，对全球进行系统的油气资源评价研究。

2）为满足宏观战略决策需求，往往注重低勘探程度区的评价。如美国地质调查局（USGS）在2000年的全球资源评价中，评价区涉及了大量的诸如格陵兰大陆架东北部、苏里兰的近海地区、原苏联的Barents和Kara海大陆架等尚未发现常规油气的地区。

3）评价结果方面，除提供常规石油、天然气、天然气液的待发现可采资源量、最终资源量、储量增长量、最终可采储量等数据外，还提供煤层气、油页岩以及油砂矿等非常规油气资源的评价结果。

（2）油公司层面的资源评价

国外油公司的资源评价，如莫比尔、埃克森、壳牌、雪佛龙、阿吉普等公司，都是以获取最大经济利益为目的，为油公司发展战略与勘探决策部署方案的制定提供依据。因此，油公司的资源评价一般采用从勘探到开发全过程的评价思路。

评价工作的侧重点：一是就评价对象而言，侧重于油公司勘探范围内的区块或区带的评价，评价层次上是以区带、区块和圈闭为重点，评价内容包括地质评价、资源量估算、经济评价和勘探决策等；二是评价结果上，侧重于公司勘探范围内的油气资源的总量、质量和分布的评价，特别关注资源的经济性评价。

三、国内油气资源评价方法概述

我国一直十分重视油气资源评价方法研究，原石油工业部和原中国石油天然气总公司

在“六五”至“八五”期间，曾两次大规模地组织了全国油气资源评价工作。通过两次大规模的资源评价，不仅培养了资源评价方面的专业人才，而且促进了我国油气资源评价方法技术的发展，从盆地到目标（区带、圈闭）建立了一系列的评价方法技术。

1. 全国第一次油气资源评价

在对国外油气资源评价理论和60余种评价方法深入研究的基础上，结合我国油气地质条件、评价方法技术的掌握程度和当时的分析化验技术特点，通过分析、比选，按体积法、地球化学法、经验统计法等方法类别，筛选确定了21种评价方法（表9－2）。

表9－2　全国第一次资源评价资源量估算方法汇总表

方法类别	体积法	地球化学法	经验统计法	其他
方法名称	圈闭体积法、沉积岩体积法、沉积岩体积速度法、生油岩体积法、油层体积法、古地貌统计法、多因素分析法	有机碳法、氯仿沥青“A”法、干酪根热降解法、裂解烃法、生储配置法、数学模拟法、热解模拟法、热解模拟实验计算排油量法	油田规模序列法、勘探成效法、齐波夫法、皮尔逊法	综合评价法、专家经验判断法

应该说全国第一次油气资源评价期间，我国的资源评价方法研究刚刚起步，评价方法以直接引用为主，尚未形成具有自身特点的评价方法。在方法的使用上，基本以成因法为主，地球化学法中的8种方法和体积法中3种方法都属成因法的范畴。此外，部分勘探程度较高地区也使用了统计法。而作为国际上比较普及的类比法，在第一次资源评价中，基本没有涉及。因此，全国第一次油气资源评价是以成因法为主导评价方法。

2. 全国第二次油气资源评价

全国第一次油气资源评价工作之后，由于有机地球化学的快速发展，带动了油气资源评价方法技术的发展。自1986年开始，原中国石油天然气总公司科技局组织相关专业人员，按照构造、生油、沉积相、煤成气、评价方法及油气藏综合评价等六个专题，对全国第一次油气资源评价成果进行了系统的总结，并陆续出版了“油气资源评价研究丛书”。其中的《油气资源评价方法研究与应用》共收集了17个单位的31篇论文，这些论文反映了当时我国在生油量计算、资源量预测等方面的方法研究与应用状况。

为搞好全国第二次油气资源评价工作，1987年至1991年间，原中国石油天然气总公司科技局曾五次召开了第二次全国油气资源评价年度工作会议。其中，1991年6月在杭州召开的全国第二次油气资源评价研究成果交流会及课题论证会上，各油田代表宣读了“七五”以来有关油气资源评价方法技术方面所取得的成果。经与会专家评选，共选出了11篇优秀论文。这些论文基本反映了“七五”以来我国在油气资源评价新技术、新方法方面所取得的主要进展。之后，经组稿、编辑成册，并于1992年3月，以石油科技专辑的形式内部出版了书名为《全国第二次油气资源评价研究》新技术、新方法论文汇编。与此同时，在原中国石油天然气总公司科技局的统一组织下，各油田单位和科研院所对已形成的成熟方法技术进行了软件系统的开发，形成了一系列的方法技术软件，其中比较重要的评价软件系统有：中国石油勘探开发研究院的盆地模拟系统、大庆油田的盆地模拟系统、胜利油田的盆地模拟系统、原中国海洋石油总公司的盆地模拟系统和中国石油勘探开发研究院地质勘

探应用软件系统、中国石油勘探开发研究院圈闭评价系统、原中国海洋石油总公司资源评价专家系统、四川局 CY－92 评价系统、加拿大 PETRIMES 评价系统等，这些为全国第二次油气资源评价做了必要的技术准备。

经过全国第二次油气资源评价工作，评价方法技术有了进一步的发展，建立了诸如盆地模拟、氯仿沥青“A”法、总烃法、热模拟法、热解法、生油岩体积法、人工智能神经网络法、圈闭容积法等 27 种不同类型的评价方法（表 9－3）。其中，比较重要的评价方法有盆地模拟法、氯仿沥青“A”法、热模拟法、泥岩及煤层产气率法、油田规模序列法、加拿大 PETRIMES 评价方法、圈闭容积法等。

从所建立的评价方法看，以盆地层次的评价方法较为系统，共有各类评价方法 20 种。其中成因法方法类型居多，达 15 种，类比法和统计法的方法类型较少。区带层次尽管有 5 种评价方法，但以直接引用国外的评价方法为主。

从评价方法的应用情况看，成因法是全国第二次油气资源评价的主导方法，统计法与类比法的使用程度较差。分析导致这一结果的根本原因是：成因法在我国具有广泛使用盆地模拟技术的有利条件，而对于统计与类比法则缺乏足够的数据资源的支持。

表 9－3　全国第二次资源评价资源量估算方法汇总表

评价级别	成因法	类比法	经验统计法
盆地评价	盆地模拟法、氯仿沥青“A”法、总烃法、热模拟法、热解法、干酪根产烃率法、生油岩体积法、烃源岩评价法、排烃量模拟法、泥岩及煤层产气率法、数字积分法、生物模拟法、碳酸盐岩碳同位素平衡法、沉积岩体积法、沉积岩体积速度法等	沉积岩面积丰度法、盆地类比法、特尔菲法	油田规模序列法、钻井进尺外推法、
区带评价	PETRIMES 评价方法、TSP 区带评价法、PASPU 评价方法、神经网络法、克里金法		
圈闭评价	圈闭容积法、圈闭单储系数法		

四、油气资源评价方法新进展

扎实的基础地质研究是搞好油气资源评价工作的基础，适宜、有效的评价方法是客观、合理地预测油气资源潜力的重要技术保障。2000—2003 年中国石油的第三次油气资源评价，为客观合理地建立起既适合我国油气地质特点，又能与国际评价方法技术基本接轨的评价方法技术，跟踪国际评价方法技术的发展趋势，立足刻度区解剖，完善已有评价方法，有针对性地发展评价新方法，使评价方法技术有了新的发展。

1. 评价方法体系的建立

为全面系统地建立起油气资源评价方法体系，中国石油第三次油气资源评价在评价方法体系的建立方面，经历了国内外资源评价方法技术调研、重点含油气盆地油气地质特征解剖和评价方法体系的建立三个阶段。

第一阶段：国内、外资源评价方法技术调研阶段。国外重点调研了国家和油公司层面评价方法体系的构成、各类评价方法的适用条件、参数类型与参数标准、方法应用的技术要求等；国内重点调研了我国第一次、第二次资源评价以及各油公司近期资源评价

所使用的方法技术和各类评价方法的使用条件与适用范围，并在充分研究资源评价方法技术发展趋势的基础上，结合我国资源评价工作需求，确定了建立评价方法体系的基本思路与原则。

第二阶段：主要含油气盆地石油地质条件解剖阶段。为使建立的评价方法体系富有针对性，在对我国陆上主要含油气盆地石油地质特征解剖的基础上，根据各评价盆地自身的地质条件，分盆地建立评价方法体系，并将建立的方法应用于评价盆地刻度区的解剖研究，以验证评价方法的应用效果。

第三阶段：资源评价方法体系建立阶段。在上述工作基础上，评价层次上按照盆地和目标（区带、区块）两大层次建立评价方法体系；方法的系统性方面，按照成因法、统计法和类比法三大类方法建立评价方法体系，所建立的评价方法体系见表9－4。

表9－4　中国石油第三次油气资源评价方法体系

评价单元	资源量计算方法	
	大　类	评价方法
盆地	成因法	盆地模拟（含油气系统模拟）、氯仿沥青“A”法、生物气模拟法
	类比法	体积丰度类比法、面积丰度类比法、多种地质因素分析法、有效储层分析法
	统计法	油田规模序列法、饱和勘探分析法
区带	成因法	运聚单元模拟法
	类比法	体积丰度类比、面积丰度类比、有效储层分析法、多种地质因素分析法
	统计法	发现过程法、油藏规模序列法、圈闭加和法、圈闭个数法、圈闭密度预测法

2. 评价方法的创新与发展

(1) 成因法的创新与发展

成因法是我国油气资源评价广泛使用的评价方法。由于该类方法存在着对烃源岩认识的不统一、关键参数取值人为性大和决策信息量少等缺陷。中国石油第三次油气资源评价，针对成因法开展了大量卓有成效的研究工作，解决了成因法中一些关键参数的取值问题，使成因法有了新的发展（表9－5）。具体表现在以下几个方面。

1）建立了有效烃源岩下限标准，解决了烃源岩对成藏影响的认识问题。

近几年的勘探实践和研究表明，并不是发育暗色泥岩的地区就一定能够形成油气田，特别是大油气田。胜利油田通过探井系统取心证明，烃源岩的有机质在纵向上的分布极不均匀，同样颜色的泥质岩，有的有机碳含量高达5%～10%，有的却在1%以下。在一些大油田的取心样品中，经常发现个别层段的有机碳含量超过5%。以往的资源评价往往采用平均值来反映某一烃源岩层段的有机碳含量，使得有机质富集层段常常被掩盖。在与大油气田形成有关的课题研究中，发现用有机碳含量平均值得出的评价结论很难解释巨型油气田何以能在一个小范围内聚集成藏，或一个油田需全盆地50%以上的烃类汇聚才能形成的问题。事实上，在这些盆地中都发现了个别有机质含量特别高的烃源岩层段。

表 9-5 成因法的新发展

内　容	前期研究	中国石油第三次油气资源评价
评价基础	生油岩丰度取值范围变化大	强调有效烃源岩下限标准
评价范围	以盆地或凹陷为模拟计算单元	含油气系统和运聚单元为模拟计算单元
关键参数	运聚系数主观判断取值	利用运聚系数预测模型定量计算，准确取值
方法特点	盆地模拟为主的成因法	成因、类比、统计相结合的成因法

对于烃源岩来说，如果有机质丰度低于某一界限值时，如有机碳含量低于0.4%的烃源岩，在埋藏受热过程中可以产生部分烃类，但生成的烃类十分有限，对形成油气藏很难起到作用。只有当有机质的丰度达到一定标准时，生成的烃类才可以既满足烃类成藏过程中各种岩石和通道的吸附，又有更多的烃类可以聚集起来，形成油气藏。因此，有机质丰度的下限和成熟度实际上是衡量烃源岩是否有效的重要指标。

中国石油第三次油气资源评价，针对湖相泥岩、煤系泥岩和海相碳酸盐岩三大岩类开展了这方面的研究。在重新选取烃源岩样品进行地化指标分析、烃源岩热压模拟实验以及大量钻井、岩心资料统计的基础上，通过对有机碳含量与生烃潜量、总烃和氯仿沥青“A”的关系曲线的建立，结合油气勘探实践，确定湖相泥质烃源岩的有机碳丰度下限标准为0.8%；煤系泥岩烃源岩的有机碳丰度下限标准为1.5%；海相碳酸盐岩烃源岩的有机碳丰度下限标准一般0.4%～0.5%，但气源岩的有机碳丰度下限为0.2%。

2）采用含油气系统研究思路，深化了对油气成藏过程的认识和判断。

鉴于我国含油气盆地油气成藏历史的复杂性，开发了含油气系统模拟分析技术，即以油气成藏关键时刻为纽带，通过对特征层面（主力烃源岩顶面）油气优势运移方向的研究，不仅可以确定油气的最佳聚集区，而且可以确定油气运聚单元的分布及其资源潜力。区带评价中区带的划分是以含油气系统模拟分析结果为依据，根据含油气系统油气运聚单元划分结果划分评价区带。按照这一研究思路，一是实现了盆地和目标（区带）评价思路的统一；二是体现了静态地质要素与动态地质作用过程的有机结合；三是评价结果上实现了盆地评价结果向目标（区带）评价的延伸。

3）油气运聚系数与地质因素关系模型的建立，解决了成因法中关键参数的科学取值问题。

油气运聚系数是影响成因法评价结果的关键参数之一，也是目前世界上正在致力探索和攻克的重要研究课题。以往的评价，主要采用统计、类比和主观判断的方法确定油气运聚系数，由于运聚系数的确定缺少有效的方法支持，取值人为因素影响较大，致使资源量预测的波动性大，精度相对较低，影响了成因法的进一步发展。因此，如何科学而又客观地确定油气运聚系数，就成为影响成因法发展的关键所在。

中国石油第三次油气资源评价，在油气运聚系数的定量确定方面做了大量的研究工作，取得了重要成果，解决了成因法关键参数——油气运聚系数的科学取值问题。研究的基本思路：一是在含油气系统模拟研究基础上，选择了勘探程度较高、研究认识程度较高及资源探明率较高的38个独立的油气运聚单元进行系统解剖，获得了各运聚单元的总生油

（气）量与油（气）资源量结果，直接得到了38个油气运聚单元的石油和天然气运聚系数；二是对38个油气运聚单元的运聚系数与成藏地质条件进行深入的分析与研究，确定出影响油气运聚系数大小的关键地质因素；三是根据确定的关键地质因素，通过回归分析，建立油气运聚系数与地质因素的关系模型，通过模型可以直接计算不同评价单元的油气运聚系数，解决了成因法中评价关键参数的取值方法问题。

（2）类比法的创新与发展

类比法是国际上广泛使用的评价方法。我国前期资源评价尽管也采用了类比法，但一是多注重宏观类比，常用于盆地、坳陷或凹陷级的类比；二是缺少可以作为刻度标准的刻度区资料的支持，类比对象、类比参数标准的选择因人而定，导致类比结果精度较低；三是未能建立起适合我国具体情况的类比思路与方法，类比过程不规范。因而，类比法在我国的推广与应用受到限制。中国石油第三次油气资源评价，在对国际广泛使用的类比评价方法深入剖析的基础上，结合我国的实际，创建了类比刻度区，构建了类比参数库，建立了以成藏组合为类比单元的定量类比评价方法，使类比法有了创新性发展（表9-6）。具体体现在：

一是在我国陆上10个含油气盆地首创了123个不同类型的刻度区，系统建立了各种类型刻度区的类比参数库，解决了类比评价中缺少类比参照标准与类比参数的支持问题。

二是在刻度区解剖基础上，通过对影响油气资源丰度关键地质因素的分析，建立了油气资源丰度与地质因素的关系模型，为类比法中关键参数——油气资源丰度的确定提供了有效的方法，解决了类比法中关键参数的取值问题。

三是建立的以成藏组合为基本类比单元的定量类比评价方法，不仅解决了类比评价的思路与方法问题，同时也解决了过去没有解决的油气资源空间分布预测所需的方法难题。新建立的类比法实现过程可以概括为七大步骤：

1）解剖不同类型、不同单元层次（如凹陷、运聚单元、区带与区块等）及不同含油气层系或成藏组合的刻度区，研究所解剖刻度区的资源丰度与地质因素之间的关系，建立类比参数体系与类比参数取值标准；

2）研究评价区含油气条件，纵向上划分出进行资源量预测的含油气层系和成藏组合；

3）对每套含油气层系和成藏组合进行成藏条件的综合分析与评价，并在评价的基础上按好、中、差三个层次划分次级类比评价单元；

4）选择成藏条件相似的刻度区，按制定的类比评价标准，对确定的各次级类比单元进行类比评价；

5）根据刻度区和各次级类比单元的地质评价结果确定各次级类比单元与刻度区之间的相似系数，进而计算出次级类比单元的资源量，汇总得到类比评价区的资源量；

6）根据类比评价区的资源量计算结果，按层系、深度、构造单元和盆地等层次进行资源量汇总；

7）结合评价区的地面条件、储层性质和已知油气藏油气储量品位分析结果，研究油气资源的地理环境、层位、深度和品位的分布。

上述类比方法的核心是在刻度区解剖基础上，细化类比评价单元，建立定量类比标准，按照这一做法，不仅可以直接得到不同评价单元内不同层系、不同深度的资源量预测结果，

同时通过资源量汇总可以得到不同构造单元、不同地理环境的资源量预测结果。结合储层性质和已发现油气储量的品位分析结果，还可进行油气资源的品位分析。避免了过去在资源空间分布预测时，将总资源量预测结果人为分配的做法，使资源的空间分布预测更为客观合理。此外，这种以成藏组合为基本单元的定量类比方法，不仅可以确定具体评价单元的资源空间分布状况，而且可以确定出具体评价单元的资源量和资源的富集程度，从而对勘探方向、领域和目标的评价更为具体，评价结果对勘探实践更具指导性。

表9-6 类比法的新发展

内　容	前期研究	中国石油第三次油气资源评价
类比单元	范围大（盆地、坳陷）精度低	运聚单元约束条件下的成藏组合类比
类比过程	过程简单	规范了类比法实施的七大步骤
数据支持	缺少类比参数库支持	基于刻度区建立类比参数库和类比评价标准
评价结果	盆地、凹陷级地质资源量	地质、可采资源量及资源空间和品位分布

第二节　油气资源评价关键参数的确定与取值处理

参数研究的质量是决定资源评价结果可靠性的关键，世界各国的资源评价，都十分重视评价参数的研究，特别是影响评价结果的关键参数的研究。由于资源评价涉及的参数种类繁多，来源复杂。既有来自评价区的野外、井下、地球物理、地球化学、遥感遥测、化验室分析样品等实际资料，也有借用其他地区的成果资料，因此如何根据已掌握的成果资料，采用有效的方法客观确定评价参数，特别是评价关键参数，这对资源评价工作来说是十分重要的。

由于我们在具体评价中，面临的评价对象往往缺少足够的统计数据的支持，参数研究对基础数据的需求与评价对象实际拥有的资料状况存在较大的反差。为解决这一矛盾，中国石油的第三次资源评价，采用解剖刻度区的新构想，获得了大量的可以直接用于评价的基础数据，较好地解决了评价参数，特别是评价关键参数的取值问题，保证了评价工作的质量。

一、刻度区的选择与解剖

1. 刻度区的选择

所谓刻度区就是为取准评价参数，以保证评价参数的客观性而选择的满足“三高”（勘探程度高、地质认识程度高和资源探明率高）条件的三维地质单元。刻度区可以是一个凹陷，或者是一个油气运聚单元、一个区带或区块。由于不同类型的含油气凹陷、运聚单元和区带或区块，具有不同的油气资源丰度，为此中国石油第三次油气资源评价于我国陆上的松辽、二连、渤海湾、鄂尔多斯、四川、酒泉、柴达木、吐哈、准噶尔和塔里木等10个含油气盆地选择了123个不同类型的刻度区进行解剖。其中，凹陷级刻度区10个，运聚单元级刻度区38个，区块（区带）级刻度区75个。

2. 刻度区解剖目的与解剖过程

刻度区是资源评价工作中为取准评价参数而选定的参照标准，因此刻度区的解剖必须

满足两方面的要求：一是通过解剖，能够系统建立刻度区石油地质特征参数和类比参数，为类比评价提供参照标准；二是通过刻度区的解剖，能够建立起影响资源评价结果关键参数的取值标准与预测模型，为资源评价关键参数的选取提供方法与模型的支持。

中国石油第三次油气资源评价，根据对国外刻度区解剖工作的调研，结合我国资源评价工作实际需求，确定的刻度区解剖内容包括：①刻度区基本石油地质条件解剖；②刻度区资源潜力评价；③刻度区地质条件定量描述参数、资源潜力参数、经济评价和决策分析参数的确定；④刻度区类比参数库建设等四个方面。刻度区的解剖流程是：①刻度区边界的确定；②刻度区成藏条件的解剖与油气分布特征的刻画；③刻度区资源潜力的确定；④刻度区参数体系与参数分布模型的建立；⑤刻度区类比参数库的建设等（图9－5）。下面以大民屯凹陷的解剖为例，阐述刻度区的具体解剖过程。

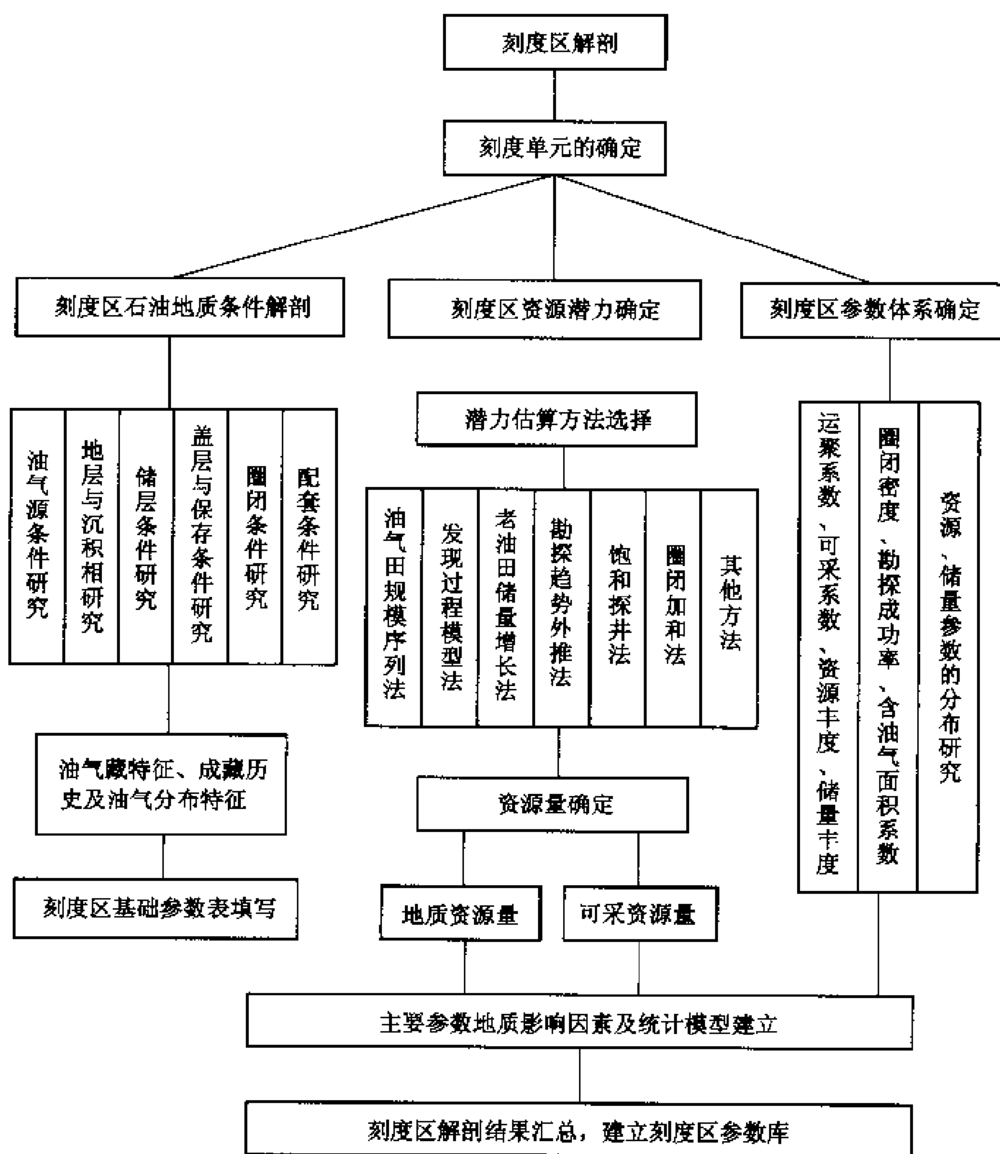


图9－5　刻度区解剖流程图

辽河坳陷的大民屯凹陷是一个独立的含油气单元，面积 800km²，截至 2002 年年底，已钻探井 314 口，进尺 84.9×10^4m；探明含油面积 192.58 km²，探明石油地质储量 28770×10^4t，其中高蜡油储量 20535×10^4t，正常油储量 8235×10^4t。从大民屯凹陷勘探情况看，是一个勘探程度较高的地质单元，符合刻度区要求，为此选择大民屯凹陷作为凹陷级刻度区进行解剖。

（1）刻度区边界的确定

根据含油气地质条件的差异，首先将大民屯凹陷自下而上划分为基岩潜山成藏组合、沙四段成藏组合和沙三段成藏组合等三套成藏组合。其次根据已发现油气与烃源岩之间的成因关系，将大民屯凹陷划分为高蜡油和正常油两个含油气系统，其中高蜡油含油气系统以沙河街组第四段（Es_4^2）的油页岩为主力烃源岩，该套烃源岩在凹陷中分布广泛。正常油含油气系统的主力烃源岩主要由 Es_4^1 和 Es_3^4 泥岩构成，主要分布在凹陷南部的荣胜堡洼陷。第三，根据含油气系统模拟结果，考虑到不同运聚单元的生烃量和烃类聚集量、成藏组合特征和油气运聚规律的差异，按照高蜡油和正常油两套含油气系统进行油气运聚单元的划分，高蜡油含油气系统划分为静西、静安堡、前进和法哈牛四个油气运聚单元，正常油含油气系统划分为前进—荣胜堡、法哈牛—韩二家两个油气运聚单元。

（2）刻度区成藏条件解剖

对大民屯凹陷油气成藏条件的解剖，主要是对影响大民屯凹陷油气成藏的油气源、储层、圈闭、保存和配套等条件的解剖，并进行量化处理，以确定油气成藏地质条件定量描述参数。在刻度区基础地质参数解剖的基础上，根据油气运聚单元和油气成藏组合的划分结果，进行油气运聚单元或成藏组合成藏条件的解剖，确定不同油气运聚单元、不同成藏组合油气成藏条件及其对油气富集程度的影响。如大民屯凹陷的静安堡油气运聚单元与静西油气运聚单元，同处大民屯凹陷高腊油含油气系统，通过解剖认为，造成静西油气运聚单元与静安堡油气运聚单元油气富集程度差异的根本原因是：①两个油气运聚单元所处的构造位置不同，静安堡油气运聚单元处于大民屯凹陷的中央，具有东、西、南三向供油的特征，供烃流线整体上呈现出较明显的汇聚流特征；静西油气运聚单元处于大民屯凹陷中段西侧的受逆冲断层改造的窄斜坡构造背景，安福屯洼陷西侧的 Es_4^2 烃源岩单向供油，两者的供油条件存在明显的差异。②储集砂体类型不同，静安堡油气运聚单元以发育河流三角洲砂体为特征，而静西油气运聚单元以发育扇三角洲砂体为特点。③圈闭类型与发育程度存在差异，静安堡油气运聚单元圈闭类型多样，背斜、断鼻、潜山等类型圈闭都很发育，静西油气运聚单元圈闭发育程度相对较差，以构造—岩性圈闭为主。④成藏条件配置关系也存在差异，静安堡油气运聚单元成藏条件配置好，而静西油气运聚单元成藏条件的配置关系较静安堡油气运聚单元差。上述诸因素导致了静西油气运聚单元的油气富集程度较静安堡油气运聚单元差。

（3）刻度区资源量的确定

刻度区解剖最主要的目的是：通过解剖落实刻度区最终的油气资源量，为资源评价提供可以作为类比参照标准的资源潜力参数，如单位面积或体积的油气地质资源丰度和可采资源丰度、含油面积系数等。为客观确定刻度区的油气资源潜力，参照国外油公司的基本做法，主要采用统计法或趋势外推法作为确定刻度区油气资源量的主要方法。但考虑到我

国的油气勘探，工作量的投入、油气储量的提交具有阶段性等特点，对不同级别刻度区资源量的估算采用的方法有所不同。

如大民屯凹陷的静安堡油气运聚单元，面积达 243 km²。截至 2002 年年底，已发现油田 23 个，探明石油地质储量 20223×10^4t，可采储量 4285.5×10^4t。为确定静安堡油气运聚单元的剩余资源潜力，在解剖过程中，考虑到该运聚单元已发现油田个数较多，满足统计法使用的基本条件，在对已发现油藏进行归位的前提下，采用油藏规模序列法，按已探明的石油地质储量和可采储量进行剩余资源潜力的评价与预测。预测结果表明，静安堡油气运聚单元尚有剩余石油地质资源 13427×10^4t，可采资源量 1687×10^4t。这样得到了静安堡油气运聚单元可探明的石油地质资源量为 33650×10^4t、可采资源量为 5973×10^4t。

(4) 刻度区资源参数研究

刻度区解剖除建立刻度区油气地质条件定量描述参数外，关键是通过刻度区资源潜力的评价以及油气资源丰度与地质因素关系的研究，建立刻度区资源潜力参数（包括油气地质资源丰度、可采资源丰度、可采系数、运聚系数等）和资源潜力参数的预测模型。

如通过对静安堡油气运聚单元资源潜力的评价，结合含油气系统模拟研究结果，可以得出静安堡油气运聚单元的供烃量为 18.8×10^8t，根据确定的资源量，可以得出石油运聚系数为 12.4%；根据已发现的含油面积以及含油圈闭的面积，可以确定该运聚单元圈闭的含油面积系数为 59.5%；根据已发现圈闭以及未来可能发现圈闭的统计分析，可以得出该运聚单元的圈闭面积系数为 84%；根据预测的石油地质资源量和石油可采资源量大小以及运聚单元的面积可以确定该运聚单元的石油地质资源丰度和石油可采资源丰度分别为 96.3×10^4t /km² 和 17.9×10^4t /km²。按照同样的思路可以得到静西、法哈牛和前进、法哈牛—韩三家等油气运聚单元的资源量，进而可以确定这些油气运聚单元的资源潜力参数。

根据得到的资源潜力参数与成藏地质因素关系的研究结果，可以建立各种资源潜力参数与成藏地质因素的关系模型，进而得到各种资源参数的预测模型。如辽河探区在刻度区解剖基础上建立了地质资源丰度与成藏地质因素的关系模型，如图 9－6 所示。从建立的刻度区地质资源丰度与成藏条件关系模型看，辽河断陷的地质资源丰度与成藏条件的好坏呈明显的正相关关系。利用这种关系模型，通过成藏条件的类比分析可以求出辽河断陷其他任一评价凹陷的资源面积丰度，进而可以计算评价凹陷的油气资源量。

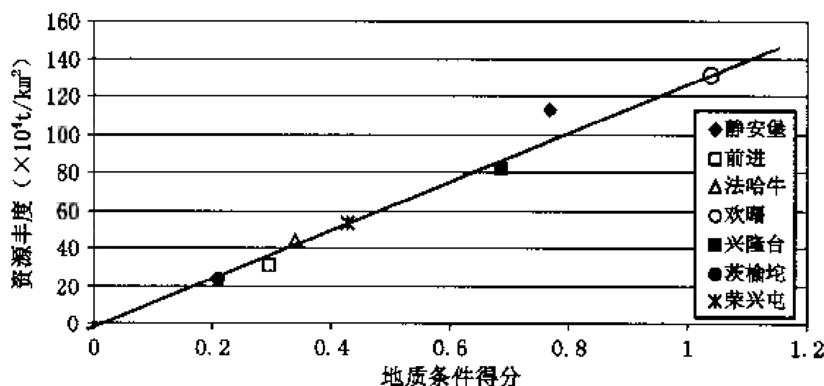


图 9－6　辽河断陷刻度区石油地质资源面积丰度与成藏条件关系图

3. 刻度区解剖成果

通过123个刻度区的解剖，主要获得了以下三方面的重要成果：

1）建立了刻度区类比参数库，为类比评价提供了参照标准。为确保类比法得以广泛推广与应用，中国石油第三次资源评价参照国外油公司的基本做法，将123个刻度区的解剖结果，按油气地质条件定量描述参数、油气资源潜力参数、经济参数等进行分类整理，并按照刻度区数据库建库要求，分基础数据和类比参数两个层次进行刻度区数据库建设。刻度区数据库建设成果，不仅解决了我国长期以来类比评价研究缺少可以作为类比评价标准的类比参数的支持问题，而且该数据库成果已广泛用于中国石油的第三次油气资源评价研究中。如辽河油田对辽河东部超覆带的评价，从刻度区数据库中选取了与其成藏条件相似的荣兴屯、新开和茨榆坨三个刻度区数据作为类比评价参数标准，高效而快捷地解决了辽河东部超覆带的类比评价问题。从类比评价中刻度区成果的应用效果看，所建立的刻度区数据库可以用于盆地级（包括坳陷、凹陷等）和目标级（区带、区块）评价单元的类比评价。

2）获得了不同类型刻度区的油气资源丰度。为解决类比评价中油气资源丰度的取值问题，在对刻度区油气成藏条件解剖的基础上，注重了刻度区资源潜力参数的研究与获得。为解决盆地级评价单元的油气资源丰度参数，从松辽、渤海湾、二连以及吐哈等盆地选择了10个凹陷级刻度区进行油气资源丰度的解剖。通过解剖，得出的结论是：古近—新近纪凹陷由于成烃、成藏时间相对较晚，储层物性相对较好，因而油气资源丰度相对较高，古近—新近纪凹陷的石油地质资源丰度一般大于$20\times10^4t/km^2$；而中生代凹陷由于成烃、成藏时间相对较长，储层物性相对较差，油气资源丰度相对较低，一般小于$10\times10^4t/km^2$。

从38个运聚单元级刻度区解剖结果看，不同类型的油气运聚单元资源丰度差异较大（表9-7），其中潜山型、断陷盆地陡坡构造型和断陷盆地中央构造型运聚单元油气资源丰度较高，石油地质资源丰度一般大于$30\times10^4t/km^2$；中生代坳陷盆地坳陷边缘构造型和古近—新近纪裂陷盆地断陷缓坡构造型运聚单元油气资源丰度次之，石油地质资源丰度$10\times10^4\sim30\times10^4t/km^2$；而中生代盆地岩性型、中生代压陷盆地中的构造型和古生代盆地中的运聚单元油气资源丰度相对较低，一般小于$10\times10^4t/km^2$。

表9-7　不同类型运聚单元的石油地质资源丰度

运聚单元类型	石油地质资源丰度（$\times10^4t/km^2$）	
	范围值	平均值
潜山型	70.1～81.78	75.94
裂陷盆地断陷陡坡构造型	36.64～68.35	52.27
裂陷盆地断陷中央构造型	23.04～60.15	40.33
坳陷盆地坳陷边缘构造型	13.71～27.74	20.09
裂陷盆地断陷缓坡构造型	8.9～24.56	18.45
中生代盆地岩性型	6.78～10.12	8.09
中新生代压陷盆地构造型	3.03～8.98	6.56
古生代坳陷或克拉通盆地构造型	1.20～3.63	2.84

从 75 个区块或区带型刻度区的解剖结果看，不同类型的区块或区带，其油气资源丰度不同。潜山型、岩性—构造型、披覆背斜型区带或区块的资源丰度相对较高，一般大于 $50\times10^4t/km^2$，最大可以大于 $200\times10^4t/km^2$，如辽河的冷东刻度区。构造—岩性型、背斜型、断裂构造型等区块或区带油气资源丰度次之，一般 $30\times10^4\sim50\times10^4t/km^2$。地层—岩性型、断鼻型以及裂缝型区块或区带油气资源丰度相对较低，一般小于 $30\times10^4t/km^2$。

3）获得了系统的油气资源评价关键参数，建立了关键参数的预测模型，解决了评价关键参数的取值问题。通过刻度区的解剖，除获得不同类型刻度区的油气资源丰度之外，还获得不同类型刻度区的油气可采系数与 38 个油气运聚单元的油气运聚系数，并通过进一步的研究，建立了油气资源丰度、油气运聚系数和可采系数与地质因素的关系模型。这些参数预测模型的建立，为资源评价关键参数的取值提供了有效方法，解决了评价关键参数取值的难题。

二、评价关键参数的确定与取值处理

1. 评价关键参数的确定

资源评价所涉及的参数，既有地质评价参数和资源量估算参数，也有经济评价与决策分析参数。但对评价结果起关键作用的主要是地质评价和资源量估算两大类参数。其中，影响地质评价结果的关键参数是地质评价参数体系的构成与取值标准，影响资源量计算结果的关键参数是烃源岩产烃率图版、油气运聚系数、油气资源丰度和可采系数等。

为保证评价关键参数取值客观、合理，中国石油第三次资源评价以解剖的 123 个刻度区成果资料为基础，结合统一实验条件下新做的 10000 余块样品分析资料和收集、整理的 300 余个油气藏资料，加大评价关键参数的研究力度，为客观确定评价关键参数奠定了良好基础。

2. 评价关键参数的取值处理

（1）地质评价参数体系与取值标准

地质评价是油气资源评价的重要内容，也是油公司优选勘探目标和进行勘探决策的重要依据。我国在全国第一次和第二次油气资源评价中，各油田的地质评价所采用的评价参数体系与取值标准差异较大，评价结果难以横向对比。为实现评价工作在评价思路、方法与参数标准上的统一，中国石油第三次油气资源评价根据主要含油气盆地油气成藏条件的解剖结果，分别建立了适用于油公司模式下的盆地与区带地质评价参数体系和取值标准，并在中国石油的第三次油气资源评价中得到应用，取得了良好的应用效果。

1）盆地地质评价参数体系与取值标准。盆地（或坳陷、凹陷）地质评价参数体系与取值标准是进行盆地地质评价的评分标准，是确定评价盆地与类比盆地相似程度的主要依据，也是盆地类比评价的关键参数。为建立适合我国含油气盆地油气地质特点的盆地地质评价参数体系与取值标准，中国石油的第三次油气资源评价在建立盆地地质评价参数体系与取值标准时，首先选择典型盆地进行成藏条件的解剖，提取与成藏条件有关的参数；其次，根据油气成藏的基本原理，初步建立盆地评价的参数体系；第三，对评价参数进行统计分析，确定地质评价参数的分级标准；第四，根据参数的分级标准对盆地的油气成藏条件进行量化处理，并通过因子分析剔除影响不显著的参数，最终确定盆地地质评价参数体系与取值标准（表 9－8）。

表 9－8　含油气盆地（坳陷、凹陷）地质评价参数体系与取值标准

成藏条件	参数名称	分值			
		4	3	2	1
油气源	有效烃源岩面积/盆地面积（%）	>50	50～25	25～10	<10
	有效烃源岩厚度（m）	>1000	1000～500	500～250	<250
	盆地（运聚单元）受热史	高温递进	低温递进	高温退火	低温退火
	烃源岩沉积相	深湖—半深湖	半深湖	半深湖—浅湖	浅湖、湖沼
	砂岩百分比（%）	30～40	40～60	60～80	<20、>80
	干酪根类型	Ⅰ	Ⅰ－Ⅱ$_A$	Ⅱ$_B$—Ⅲ	Ⅲ
	有机碳含量（%）	>3.0	3.0～2.0	2.0～1.0	1.0～0.5
	R_o（%）	0.8～1.2	1.2～2	0.5～0.8	>2 或<0.5
	生烃强度（$\times 10^4 t/km^2$）	>1000	1000～500	500～200	<200
	排烃强度（$\times 10^4 t/km^2$）	>500	500～250	250～100	<100
	烃源岩的年代（Ma）	白垩—新近纪	三叠—侏罗纪	晚古生代	早古生代
储层	沉积相	三角洲、滨岸	扇三角洲 滨浅湖	重力流、河道	洪积 冲积相
	储层百分比（%）	40～50	30～40	20～30	<20
	储层孔隙度（%）	>20	15～20	10～15	<10
	储层渗透率（$\times 10^{-3}\mu m^2$）	>600	600～100	100～10	<10
圈闭	主要圈闭类型	背斜为主	断背斜—断块	地层	岩性
	圈闭面积系数（%）	>20	20～10	10～5	<5
保存	区域盖层的岩性	膏盐、泥膏岩	厚层泥岩	泥岩	砂质泥岩
	区域盖层面积/盆地（运聚单元）面积（%）	>80	80～60	60～40	<40
	区域不整合数	0	1～2	3～4	≥5
	烃源岩被剥蚀的面积/盆地（运聚单元）面积（%）	<10	10～30	30～50	>50
	主要目的层被剥蚀面积/盆地（运聚单元）面积（%）	<10	10～30	30～50	>50
配套	生储盖组合数	>3	3	2	1
	圈闭形成期与主要油气运移期的配置关系	早或同时（3.5）		晚（1.5）	

2）含油气区带地质评价参数体系与取值标准。区带地质评价是区带评价的重要内容，其评价结果是确定评价区带勘探风险、进行区带排队和优选的重要依据。但区带地质评价的基础是区带地质评价参数体系的构成与取值标准的建立，以不同的参数体系和取值标准对同一区带进行地质评价，得出的评价结论可能相差甚远。我国前期的油气资源评价，各油田自成体系，评价标准差异较大，评价结果很难进行横向比较。这种评价结果，在过去以各油田为相对独立投资实体的体制下并未显现出明显的缺陷，但在现阶段以油公司为基

本投资实体的体制下则显示出明显的不足，评价结果难以有效指导油公司的勘探部署和对投资方向的把握。

为建立适合我国陆相含油气盆地油气地质特征的区带地质评价参数体系与取值标准，中国石油第三次油气资源评价，选择了70余个油气区带和300多个油气藏进行重点解剖，提取了与油气成藏条件有关的地质条件参数102项。在此基础上，根据油气成藏的基础原理，初步优选了油气源、储层、圈闭、保存和配套等5方面的参数共计27项。为了对参数进行分级，对初选出来的27项参数中的数值变量进行统计分析，根据概率分布曲线，按照等级划分原则对参数进行等级划分，确定27项参数的分级标准；然后采用主成分分析法和聚类分析法，确定对区带油气成藏有重要影响的参数；最后根据所确定的重要参数，建立区带类比评价参数体系和取值标准（表9-9）。

表9-9　区带地质评价参数体系与取值标准

参数类型	参数名称	分值			
		4（1.0～0.75）	3（0.75～0.5）	2（0.5～0.25）	1（0.25～0）
圈闭	圈闭类型	背斜为主	断背斜、断块	地层	岩性
	圈闭幅度（m）	>500	500～200	200～100	<100
	圈闭面积系数（%）	>20	20～10	10～5	<5
盖层	盖层厚度（m）	>500	500～250	250～100	<100
	盖层岩性	膏盐岩 泥膏岩	厚层泥岩	泥岩	脆泥岩 砂质泥岩
	盖层以上的不整合数	0	1～2	3～4	≥5
	断裂破坏程度	无破坏	破坏弱	破坏较强	破坏强烈
储层	储层沉积相	滨浅湖 三角洲	扇三角洲 水下扇、重力流	河流	洪积相 冲积相
	储层平均厚度（m）	>100	100～70	70～20	<20
	储层百分比（%）	>55	55～40	40～25	<25
	储层孔隙度（%）	>30	30～20	20～10	<10
	储层埋深（m）	<1500	1500～2500	2500～3500	>3500
油气源岩	烃源岩厚度（m）	>1000	1000～500	500～250	<250
	成熟度	成熟	高成熟	过成熟	未成熟
	供烃方式	汇聚流供烃	平行流供烃	发散流供烃	线形流供烃
	生烃强度（$\times 10^4 t/km^2$）	>1000	1000～500	500～200	<200
	生烃高峰时间	古近—新近纪	白垩纪	三叠、侏罗纪	古生代
	运移距离（km）	<10	10～25	25～50	>50
	疏导条件	储层+断层	储层	断层	不整合
配套	区带形成时间与生烃高峰时间的匹配	早或同时		晚	
	生储盖配置	自生自储	下生上储	上生下储	异地生储

(2) 资源量计算参数

1) 烃源岩产烃率图版。烃源岩产烃率图版是成因法计算烃源岩生烃量和资源量的关键参数。产烃率图版一般采用烃源岩热模拟实验方法获得，早期的热模拟实验主要为不加水热解，但由于加水模拟与地下地质条件更为相似，因此目前主要采用加水热解方法。前期我国的油气资源评价使用的烃源岩产烃率图版主要为各评价单位根据各自的需要通过模拟实验获得的，不同单位在建立产烃率图版时所使用的模拟实验方法和实验条件各不相同，烃源岩样品的成熟度也差别很大，导致各评价单位使用的产烃率图版对比性较差，不仅影响了模拟结果的可靠性，也影响了资源量计算结果的精度。

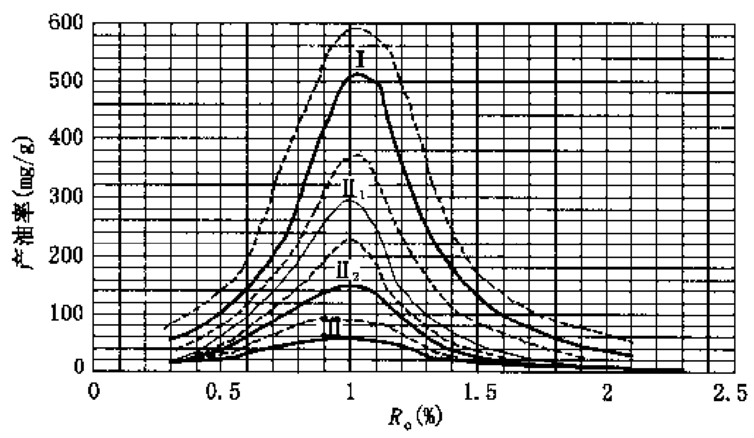


图 9－7　湖相泥岩烃源岩产油率图版

中国石油第三次油气资源评价采用统一的实验方法和实验条件，对我国陆相盆地主要类型烃源岩的不成熟样品进行了加水热模拟实验，并根据实验结果建立了不同有机质类型的湖相泥岩（图 9－7）、煤系泥岩、煤和碳酸盐岩烃源岩的产烃率图版。

从所建立的烃源岩产烃率图版应用效果看，一是为各评价盆地烃源岩的烃产率图版起到了参照标准的作用，在评价工作中各盆地以标准产烃率图版为依据，对所编制的产烃率图版进行标定，可以保证产烃率图版的可靠性；二是为某些由于烃源岩热演化程度较高，无法得到烃源岩产烃率资料的盆地提供烃产率的类比标准。因此烃源岩产烃率图版的制定为客观计算评价盆地烃源岩的生烃量和资源量奠定了良好基础。

2) 油气运聚系数预测模型。油气运聚系数是成因法计算资源量的关键参数。为科学合理地确定油气运聚系数，中国石油第三次资源评价，首先在含油气系统模拟研究的基础上，根据油气运聚单元的划分结果，选择 38 个资源探明程度相对较高的油气运聚单元进行解剖，获得了这些运聚单元的油气成藏条件定量描述参数和油气运聚系数等重要参数。然后，以解剖过程中所获得的各类参数为基础，通过对油气成藏地质因素与油气运聚系数关系的研究，确定影响油气运聚系数的关键地质因素。第三，采用多元回归和逐步回归分析方法，建立油气运聚系数与地质因素关系模型，即油气运聚系数预测模型。

石油运聚系数预测模型包括双因素模型和多因素模型两种，双因素模型主要选用烃源岩时代和圈闭面积系数两类关键地质参数；多因素模型选用烃源岩时代、烃源岩成熟度、区域不整合次数和圈闭面积系数四项关键地质参数。具体如下：

建立的双因素模型

$$\ln y = 1.62 - 0.0032x_1 + 0.01696x_4$$

建立的多因素模型

$$\ln y = 1.487 - 0.00318x_1 + 0.186x_2 - 0.112x_3 + 0.02118x_4$$

式中，y 为运聚单元的石油运聚系数（%）；x_1 为烃源岩年龄（Ma）；x_2 为烃源岩成熟度 R_o（%）；x_3 为不整合面个数；x_4 为圈闭面积系数（%）。

天然气运聚系数预测模型：在对影响天然气运聚系数主要地质因素分析的基础上，通过因子分析，最终从众多的地质因素中筛选出 7 个与天然气运聚系数相关性较好的地质参数，建立天然气运聚系数与地质因素的关系模型如下：

$$y=0.298\quad 0.00259x_1+0.218x_2-0.00223x_3-0.00236x_4+0.0009x_5-0.286x_6+0.000104x_7$$

式中，y 为天然气的运聚系数（%）；x_1 为烃源岩年龄（Ma）；x_2 为烃源岩有机碳含量（%）；x_3 为成藏关键时刻（Ma）；x_4 为盖层厚度（m）；x_5 为盖层埋深（m）；x_6 为不整合数；x_7 为储层年龄（Ma）。

上述石油与天然气运聚系数预测模型的建立，不仅改变了过去成因法中关键参数——油气运聚系数的选取缺少足够的统计数据支持，运聚系数的选取基本凭评价者主观经验确定的传统做法；更为重要的是通过油气运聚系数预测模型的建立，为科学、合理地确定石油、天然气的运聚系数提供了有效方法，解决了成因法预测资源量关键参数的取值难题。

3）石油资源丰度预测模型。资源丰度是影响类比法评价结果的关键参数。为建立石油资源丰度的预测模型，在刻度区解剖基础上，对影响石油资源丰度的关键地质因素进行了系统研究。研究结果表明，烃源岩的生烃强度、储层发育程度、烃源岩上覆地层区域不整合次数和评价单元的圈闭面积系数等与评价单元的石油地质资源丰度有比较密切的相关关系。通过多元回归统计分析方法，建立的油气资源丰度与地质因素的定量关系模型如下：

$$y=-5.688+0.04199x_1-9.369x_2+0.297x_3+2.910e^{0.4349x_4}$$

式中，y 为石油资源丰度（$\times 10^4 t/km^2$）；x_1 为烃源岩生烃强度（$\times 10^4 t/km^2$）；x_2 为储层厚度/沉积岩厚度（小数）；x_3 为圈闭面积系数（%）；x_4 为不整合面个数。

4）油气可采系数取值标准与预测模型。可采系数是将地质资源量转化为可采资源量的关键参数。为建立可采系数取值标准与预测模型，中国石油第三次油气资源评价，可采系数研究主要基于以下三个方面资料：一是刻度区的可采系数解剖成果资料；二是已开发油田的采收率成果资料；三是搜集整理的国外可采系数研究成果资料。由于资料掌握程度上的差异，石油可采系数与天然气可采系数的研究思路与过程不完全相同。

石油可采系数：资料相对丰富，且把握程度相对较高，因此采用建立可采系数预测模型的方法进行可采系数的研究。具体研究思路是：首先对获得的可采系数在考虑经济与技术的前提条件下，进行可采系数的重新标定；其次，研究可采系数与油气地质条件、油气藏类型、开发条件之间的关系，确定影响可采系数大小的关键因素；三是采用地质评分法与多元回归统计分析法建立石油可采系数的预测模型。按照上述思路，中国石油第三次油气资源评价建立的石油可采系数预测模型如下：

$$y=1.72349x-8.5211$$

式中，y 为可采系数，x 为地质评分。

天然气可采系数：因资料相对贫乏，主要根据所收集到的国内外不同类型气藏的实际采收率数据，建立不同类型气藏可采系数的取值标准（表 9－10）。

表 9-10 不同类型气藏可采系数取值标准表

岩性	驱动类型	适用气藏	可采系数（%）
碎屑岩	水驱	储层为碎屑岩，有边、底水存在	50～70
	气驱	储层为碎屑岩，无边、底水存在	75～90
碳酸盐岩	水驱	储层为碳酸盐岩，有边、底水存在	55～80
	气驱	储层为碳酸盐岩，无边、底水存在	80～95
致密气藏		储层基质渗透率 $K<1\times10^{-3}\mu m^2$，裂缝不太发育，横向连通性差	40～55

通过石油可采系数的预测模型和天然气可采系数取值标准的建立，不仅较好地解决了油气可采系数的取值问题，更为重要的是为实现油气地质资源向可采资源的转化提供了一种有效的方法，为我国油气资源评价结果与国际的接轨开辟了一条新的途径。

第三节　新理论、新技术在油气资源评价工作中的应用

资源评价的技术构成主要包括地质建模、评价方法、评价参数和评价软件系统等。其中，地质建模是评价工作的基础，也是我们客观认识评价对象、表征评价对象的前提条件。由于资源评价面临的评价对象是摸不着、看不见的，必须借助于有效的地质理论的指导和勘探技术，并通过对地下地质情况的综合判断，才能客观认识评价对象、合理构建评价模型。中国石油第三次油气资源评价，根据面临评价对象的地质特点，通过加强岩性地层油气藏、前陆盆地和叠合盆地油气成藏地质理论以及前陆盆地复杂构造带的地震勘探技术、低渗透储层的酸化压裂改造技术、高分辨率储层反演和预测技术的总结分析，不仅深化了油气理论认识，为客观构建评价模型提供了有效的理论指导，而且促进了对我国油气资源潜力认识的深化和提高，保证了评价结果的客观性。

一、理论进展在资源评价中的地位

1. 岩性地层油气藏成藏理论认识实现了岩性地层资源的客观评价

近年来，随着我国陆上岩性地层油气藏发现比重的不断增加，油气勘探工作明确提出了岩性地层油气藏的概念，即在陆相沉积盆地中，受沉积环境、地形、岩性变化与构造条件的联合作用而形成的一类油气藏，其形成、分布与海相沉积盆地有较大的差异，主要表现在陆相沉积盆地各期沉积层序在时间空间上的活动性、多变性和复杂性，极易形成不同规模的沉积间断和多期岩性岩相变化带，并在坳陷或凹陷内及围斜部位形成岩性地层复合型圈闭。

（1）我国陆相湖盆岩性地层油气藏形成条件及分布规律

我国在晚古生代晚期—中新生代形成了类型多样、演化历史复杂的陆相湖盆。东部地区主要受滨太平洋构造域控制，发育大型坳陷或断陷湖盆，以松辽、渤海湾盆地为代表；西部地区受特提斯域控制，在大陆块体之上叠置发育了以坳陷湖盆为主的沉积层系，如塔里木、准噶尔、鄂尔多斯、四川等盆地。我国的陆相湖盆四周多为山系所围限，水系发育，在盆地不同构造部位形成大小不等、规模不同、类型多样的沉积体系（表 9-11），而且不

同盆地同一类型沉积体系的规模、物性与稳定性差异较大。

表9－11　陆相沉积盆地岩性地层油气藏砂体类型

盆地类型	气候条件	构造部位	砂体类型	实例
断陷型	干旱	陡岸	冲积扇	二连盆地
		中心	浊积扇	
		缓岸	扇三角洲	
	潮湿	陡岸	扇三角洲	渤海湾盆地
		中心	浊积扇	
		缓岸	辫状河三角洲	
坳陷型	潮湿	长轴	曲流河三角洲	松辽盆地 鄂尔多斯盆地
		中心	浊积扇	
		短轴	辫状河三角洲	
前陆型	干旱	盆缘	河道、冲积扇	库车、准南
		缓岸	三角洲前缘	

通过对陆相湖盆沉积体系展布及砂体发育规模的剖析，发现陆相湖盆发育的砂体，明显受控于区域构造背景、盆地类型和盆地结构，使之形成各有特色、不同规模的砂体类型，并有规律地分布于坳陷、断陷湖盆的各个部位，特别是直接伸入湖盆内的各类砂体，为坳（凹）陷及其围斜带形成岩性地层油气藏提供了有效储集空间。陆相盆地岩性地层油气藏的聚集具有成带性，构造条件仅提供成藏背景，油气藏的形成与分布不完全受背斜、断块、断鼻等正向二级构造带的控制，在富油凹陷等负向构造单元同样可以形成油气聚集，据此提出了岩性地层区带的概念。

所谓岩性地层区带是指在相似的构造、沉积背景下，受沉积环境和地层接触关系控制形成的一组圈闭的集合体。根据陆相湖盆沉积体系特征、岩性地层油气藏成藏分布特点，可划分出三大类七小类岩性地层油气区带（表9－12）。

表9－12　岩性地层区带划分表

岩性地层区带类型		有利相带	储集砂体类型	实　例
岩性变化带	前缘带	三角洲前缘相	水下分流河道 河口坝、席状砂	松辽中上部组合
		扇三角洲前缘相	水下分支河道	饶阳凹陷留西
	近岸扇体	冲积扇体	间歇性河流沉积	准噶尔西北缘
		水下扇体	辫状水道、浊积岩	沾化凹陷渤南
	古河道	曲流河道	曲流沙坝、废弃河道	鄂尔多斯马岭油田
		网状河道	河道、决口扇、天然堤	松辽扶杨油层
地层变化带	超覆带	非渗透性不整合面以上层状砂体		潜江凹陷钟市
	不整合带	非渗透性不整合面以下层状砂体		辽西凹陷曙光
	古地貌带	古潜山、古潜台	风化壳、淋滤带、裂缝带	任丘、轮南、靖边

勘探实践与研究表明，陆相盆地岩性地层油气藏按油源与储层的关系分为“近源”自生自储式和“远源”它储式两大类。其中，“近源”自生自储式岩性地层油气藏具有“三面控藏”、“五带富集”的特点。所谓“三面控藏”是指所形成的岩性地层油气藏主要分布于最大洪泛面、层序界面和断层面三个界面的上下或两侧。最大洪泛面是烃源岩的主要发育时期，其上下发育的各类砂体，与烃源岩有最广泛的接触，因而具备高效成藏的条件。层序界面通常为区域性不整合面，即可发育大型地层圈闭，又是油气侧向运移的良好通道。断层不仅是油气垂向运移的通道，也对断层两侧砂体的发育有明显控制作用，同时断层又是岩性地层圈闭形成的重要遮挡条件。因此，“三面”构成良好的生储盖组合和大规模运聚的输导体系，是形成岩性地层油气藏重要的前提条件。所谓“五带富集”是指在坡折带、有利沉积相带、岩性尖灭带、裂缝带和次生孔隙发育带，往往形成多种类型岩性地层圈闭与有效储集体在三维空间的有机配置，是岩性地层油气藏规模成藏和富集的有利地带。搞清岩性地层油气藏的形成与富集特点，对构建评价模型，划分评价区带具有重要的指导意义。

(2) 岩性地层油气藏成藏理论新认识在资源评价中的地位与作用

岩性地层油气藏成藏理论提出的岩性地层区带的概念及区带类型划分方法，对油气资源评价和勘探选区具有重要的理论意义和实用价值，是正确评价岩性地层油气资源潜力的主要依据，是提高岩性地层油气藏预测水平和精度的重要基础。岩性地层区带的内涵阐述了岩性地层区带具有层段含义，平面上不受二级构造带控制的思想，显然，与传统意义上的区带在内涵上有着明显的差异。

依据传统的石油地质理论，油气总是从低势区向高势区运移，油气主要富集于主力生烃凹陷周围的正向二级构造带上。应该说，早期的评价以这一理论认识为指导，对盆地或坳（凹）陷周缘二级构造带的资源评价还是比较具体的，但对凹陷—斜坡区岩性地层油气藏评价的指导意义并不明显，致使早期对岩性地层油气藏的评价比较粗放。

中国石油第三次油气资源评价，根据岩性地层油气藏成藏理论新认识，在具体盆地的评价中，对岩性地层区带的发育部位，特别是凹陷—斜坡区，按照岩性地层油气区带的概念和划分思路与方法，重新进行了区带的划分与评价。如松辽盆地南部地区的中央坳陷和华字井阶地—扶新隆起，依据岩性地层油气区带的概念重新划分评价区带，新增加了5个区带，区带面积增加8700km^2，增加区带资源量4.5×10^4t。中国石油第三次资源评价对陆上28个评价盆地，共评价了98个岩性地层油气区带，区带资源量石油166×10^8t，天然气4.2×10^{12}m^3。使得凹陷—斜坡区岩性地层油气藏的评价工作更为具体。岩性地层区带概念的提出与评价，不仅为油气勘探工作跳出二级构造带的约束提供了理论和评价依据，而且很好地解决了岩性地层油气藏资源潜力难以客观认识与评价的难题。目前，岩性地层油气藏勘探已成为最现实、前景最大的勘探领域，针对岩性地层油气藏的勘探定会带来新的储量增长高峰。

2. 前陆盆地成藏理论为客观评价前陆盆地资源提供了理论指导

我国中西部地区在克拉通与造山带接合部发育了两期15个前陆盆地，第一期为晚石炭—晚三叠世前陆，主要有准噶尔西北缘、四川龙门山、川北、鄂尔多斯西缘等；第二期为三叠纪—第四纪前陆，如塔西南、库车、准南等。我国发育的前陆盆地具有多旋回性、

再生性和非典型性的特征，特别是喜马拉雅期以来的挤压推覆和叠加改造作用非常强烈，快速充填巨厚的陆相磨拉石沉积，晚期构造运动对中西部前陆冲断带的形成、新生界尤其是第四系的加厚、圈闭的形成、成藏规模都有决定性作用。

（1）中西部前陆盆地油气成藏条件与油气分布

总体来看，在前陆盆地发育早期阶段，盆山耦合部一般处于潮湿气候环境，最易形成较大规模的汇水湖泊，发育大型的 T_3—J_{1-2}河流、湖泊及湖沼相沉积体系，在长期汇水中心的半深湖—深湖相区形成多套优质的烃源岩。烃源岩以湖相、河流—沼泽相含煤岩系为主，厚 200～800m，有机碳含量大于 1.5%，干酪根类型主要是Ⅲ型。

中生代中后期，气候转向干旱，早期发育的湖盆逐渐封闭，广泛形成一套干旱环境下的河湖相沉积，其中河流—三角洲相砂体广泛发育，展布宽而稳定，成层性好、厚度大、物性较好，构成规模较大的优质储层。尽管后期储层埋藏可能较深，但为短期快速埋藏，普遍存在欠压实，所以深层仍保持较好的储层物性。同时，后期闭塞环境下水体咸化导致 1～2 套膏泥岩和膏盐岩盖层广泛发育，与下伏河流—三角洲砂体构成良好的储盖组合。

中生代晚期，喜马拉雅期构造活动强烈，产生大规模的陆相磨拉石沉积和强烈的构造逆冲推覆，不仅使大面积烃源岩掩埋于界山之下，而且使烃源岩快速埋藏、快速熟化和生烃。同时形成了一系列冲断构造和规模不等的断裂体系，使烃源岩内微裂隙异常发育，大大提高了烃源岩的排烃效率和油气的运移效率。大规模掩冲推覆作用产生强烈的抽吸效应，有利烃源岩高效排烃和油气的优势运移。而且前陆盆地巨厚的膏泥岩和膏盐岩产生的滑脱挤压对来自下部三叠—侏罗系烃源岩油气的封存和下伏构造完整地保存也起到了重要作用，使前陆盆地成藏组合要素空间吻合性好，利于烃源岩的快速熟化和晚期高效成藏。

前陆盆地的油气主要分布在前陆冲断带，往往古冲断带和冲断带浅层以产油为主，而新冲断带和冲断带深层以产气为主。前陆冲断带油气富集程度与推覆距离、构造活动强度有一定关系，可以分为三种情况：一是弱构造发育型，造山带向盆地的逆掩推覆不太强烈，冲断构造带通常为大型长条状同心褶皱，以富集石油为主，如准噶尔盆地南缘；二是中等构造发育型，造山带向盆地强烈逆掩推覆，冲断带既富油又富气，油气资源丰度较高，如库车前陆盆地；三是强烈构造发育型，多期冲断、叠加构造和破裂构造发育，油气资源丰度相对较低。

（2）采用原型盆地恢复技术，客观确定了掩埋山体之下烃源岩的分布

在前陆盆地油气成藏理论认识的指导下，近期通过山地地震攻关，加强构造建模、恢复盆地原型，不仅发现了克拉 2、迪那 2、青西等大型油气田，同时也加深了对前陆盆地烃源岩分布的认识。如对库车前陆盆地，应用新的地震资料，通过构造建模恢复原型盆地，结果发现库车前陆盆地的原型盆地范围远大于现今盆地范围（图 9－8）。盆地北部边界，特别是库车—拜城主力生烃凹陷的边界向北扩展了数千米至数十千米，进一步分析发现南天山之下掩覆了大量的烃源岩，这一新认识使库车前陆盆地三叠—侏罗系有效烃源岩面积增加了 3500km^2，天然气资源量由二次资评的 $4000\times10^8m^3$增加到 $2.3\times10^{12}m^3$。同样的研究，使酒泉盆地的原型盆地边界向南部祁连山推移了近 10km，有效烃源岩面积和有效勘探范围扩大了近 800～1000km^2，资源量也有较大幅度的增加。

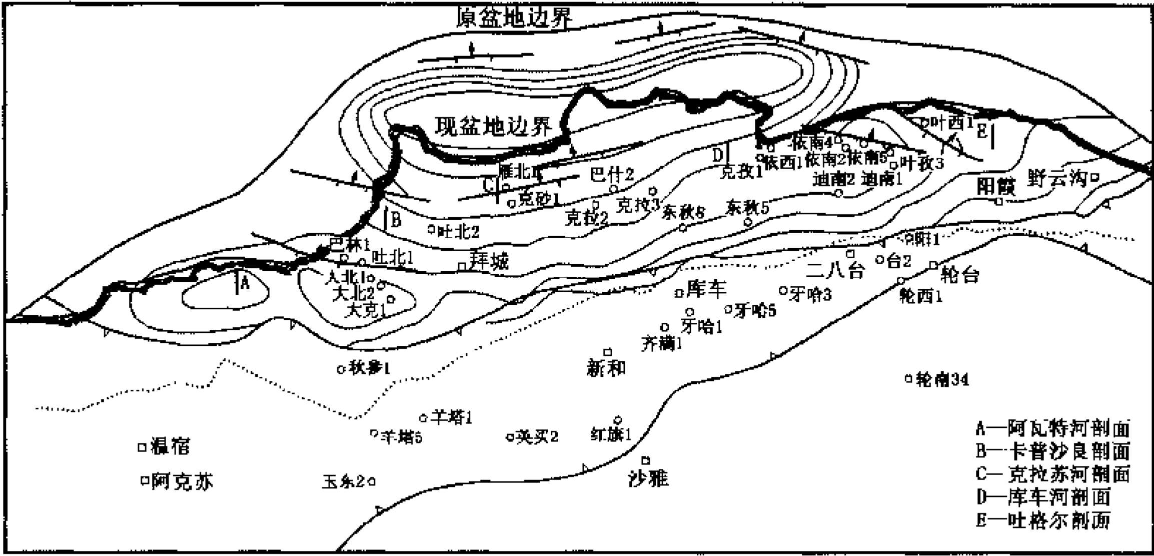


图 9－8 库车前陆盆地白垩纪末三叠系顶面构造图

根据新的评价结果，我国中西部地区发育的 15 个前陆盆地，有利面积达 $50\times10^4km^2$，总资源量石油 72.4×10^8t，天然气 $7.98\times10^{12}m^3$，勘探领域非常广阔，勘探潜力巨大。

3. 叠合盆地成烃成藏新认识提升了深层资源的经济性

（1）叠合盆地中下部组合的概念及其成烃、成藏新认识

叠合盆地是在地壳的某一负向构造单元，多时代、多类型沉积盆地相对集中叠置发育而形成的一类沉积盆地，具有多期成盆、多套烃源岩、多个烃源区、多期生烃、多期成藏等特点，油气资源十分丰富。

我国发育的叠合盆地，按照勘探深度和地层时代含义，在垂向上可分为中下部组合、中部组合和上部组合。目前的油气勘探主要集中在中、上部组合，中下部组合的勘探程度较低，是未来扩大油气勘探成果的重要领域之一。

对叠合盆地中下部组合勘探，大家普遍关注的问题，一是能否有规模性液态烃类的存在；二是深层是否发育优质储层，能否富集高产，找到的储量是否有经济价值。对于深层是否有液态烃存在，回答是肯定的，近年来国内外研究及勘探实践表明，在超压环境下，有机质的热演化不仅仅取决于温度，超压的存在对有机质热演化有明显的抑制作用。随压力系数的增加，各演化阶段的烃类相带分布深度不同程度地下移，液态窗分布可明显地下延 500～1000m。东部断陷盆地在超压环境下，在 4500～5500m 的深度甚至更大的深度范围内仍有液态烃的存在，并可富集成藏（图 9－9）。西部地区这一深度下限还要大，如塔里木盆地在 6000m 以下深度仍然发现经济油田。近期叠合盆地中下部组合优质储层形成机理研究有新的突破，研究成果表明，一是碳酸盐岩、火山岩等特殊类型储层，其物性不受埋深限制，在较大深度范围仍可发育较好储层；二是在低地温、超压、早成藏、晚埋藏的背景下，碎屑岩储层仍可以保持较好的储层物性。如准噶尔盆地据大量样品统计，在 5000m 以下同样深度范围含油砂岩与不含油砂岩的物性可差 8%～10%；松辽、酒泉盆地深层砂砾岩储层，孔隙度都在 10%以上。

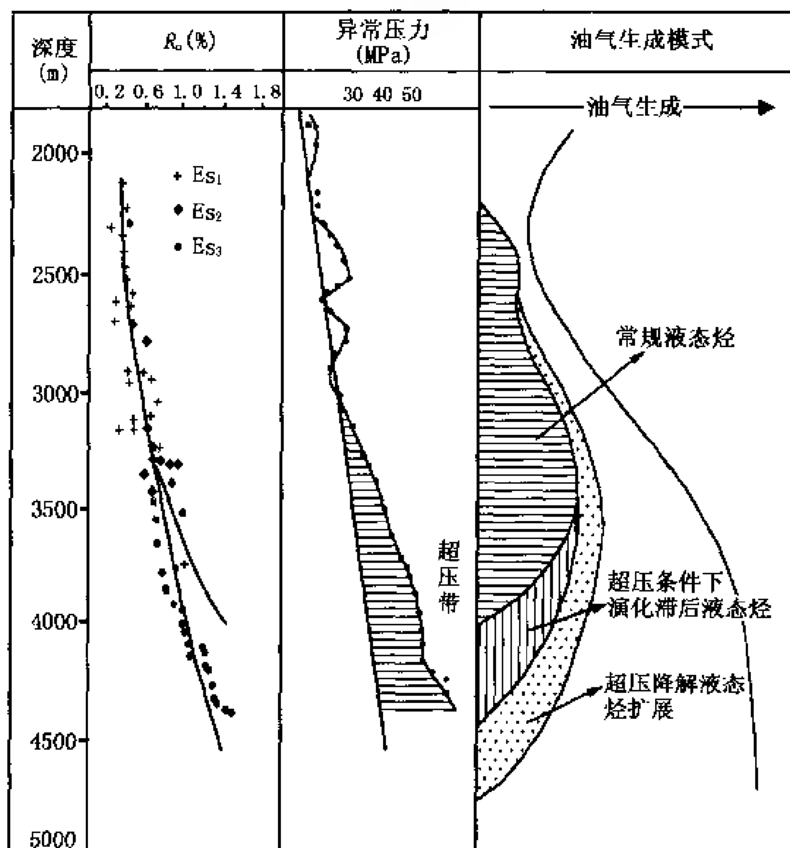


图9－9　超压环境下烃类热演化模式图

因此，叠合盆地深层在特定地质条件下，不仅可以赋存丰富的液态烃类，也具有发育优质储层的条件，可以形成有经济价值的油气聚集。

(2) 叠合盆地成烃成藏新认识，提升了深层油气资源的经济性

超压环境下成烃模式新认识，对叠合盆地深层找油、评价其含油气远景具有重要的指导意义。这一成烃模式与过去常规热演化成烃模式相比，成油主带埋藏深，成油带宽，产油高峰下移；进入高成熟上限深度一般为4500～5000m，超压下R_o值一般大于1.3%；异常压力段的R_o值斜率仅有缓慢增长。这一认识突破了过去烃类死亡下限的“禁区”，不仅有烃类存在，甚至是液态烃的存在。同时，深层并非“铁板一块”，碳酸盐岩、火山岩等特殊类型储层不受埋深限制，砂岩储层的储集物性在特定条件下也可得以较好保存。如渤海湾盆地大港探区发现的马西深层超压油田，埋深3800～4100m，储层孔隙度达13%～16%，单井日产量50～120t，且持续高产、开发效果好；东营凹陷北带砂砾岩体油藏埋深3500～4100m，储层孔隙度在20%左右，单井日产30～40t；塔里木盆地东河塘油田埋深大于6000m，单井日产100t以上。勘探实践证实，在特定的地质条件下，叠合盆地中下部组合完全可以形成规模性油气聚集，可以富气也可富油，且形成的资源具较好的经济性。

根据评价，我国陆上叠合盆地中下部组合有石油地质资源量66.3×10^8t、天然气资源量$7.05\times10^{12}m^3$，分别占总资源量的18%和31%。说明中下部组合油气资源丰富、勘探潜力大、勘探领域广阔。

二、技术进步在资源评价中的地位

近年来的油气勘探表明，勘探技术的进步和主导勘探新技术的推广与有效应用，不仅在开辟油气勘探领域、保障地质目标实现、发现油气储量等方面发挥着无法替代的作用，同时也为我们重新认识和客观评价地下油气资源潜力提供了有效的技术保证。

1. 山地地震技术保证了对复杂山前领域资源潜力的正确认识

西部山前复杂构造带受喜马拉雅期挤压作用的影响，构造十分发育，地形陡峭，地下构造和地面条件十分复杂，地层速度变化较大，一度因地震或钻井技术不过关，而在多个地区几次上钻都未有大发现，导致山前领域的油气资源一直得不到落实。“八五”以来，随着山地地震勘探技术和钻井技术的进一步攻关和广泛应用，并引进以断层相关褶皱理论为基础的构造地质建模解释技术，使西部山前油气勘探得到了快速发展，继库车地区发现克拉2大气田后，又相继在准噶尔南缘、酒泉盆地山前带以及川西前陆盆地获得了一系列重要发现和突破。

随着对复杂山前勘探工作的不断深入，不仅使原来无法得到评价资料的复杂地区获得了丰富的地质信息，更为重要的是，通过新的地震资料，采用断层相关褶皱理论指导下的构造建模与原型盆地恢复技术，一是成功地落实了盆地结构和构造形态，二是客观确定了掩覆于山体之下的烃源岩分布范围，这为搞清山前复杂区的地下地质情况、确定烃源岩的分布范围，客观评价资源潜力提供了有效的技术保障。

2. 油层改造技术的进步，提升了边际资源的经济性

近年来，随着以提高单井产量为目的的低渗透储层酸化压裂改造技术的成功应用，低渗透储量比例已由“八五”前的年均45%上升至近三年的65%左右，成为陆上油气储量增长的主体。同时，以欠平衡钻井为核心的井筒技术和成像测井技术的配套使用，不仅提高了油气层的单井产量，更使一些久攻不克的领域获得突破，开拓了油气资源新领域，加速了资源向储量转化的速度。如在渤海湾盆地黄骅坳陷新发现了千米桥潜山凝析油气田，在酒西盆地发现了以泥灰岩裂缝为主要储集体的青西油田，在川西前陆盆地发现了天然气预测储量达$2000\times10^8m^3$以上的灌口—邛西—平落坝大型低渗透含气构造，单井日产气量达到$50\times10^4m^3$以上；使松辽盆地低丰度、低渗透岩性油藏的单井产量增加2～8倍，鄂尔多斯盆地的单井产量也提高数倍以上。

从近几年的应用效果看，油层保护和储层改造技术的广泛使用，不仅解放了一大批低丰度、低渗透的边际储量，而且大大改善和有效提高了这些边际资源的经济性，使得原来认为没有经济价值的资源经济性得以提高，评价范围大大拓展。

3. 储层预测与反演技术，保证了对岩性地层油气藏的客观认识

近年来，以砂体预测和储层反演为核心的储层描述技术的工业化应用，使鄂尔多斯盆地北部三角洲体系的靖—安油田储量规模不断扩大，已达10×10^8t；松辽盆地于卫星、敖南、英台—四方坨子、大情字井等地区发现了一批储量规模在5000×10^4t至1×10^8t级的优质储量区块；四川盆地、渤海湾盆地、二连盆地和酒泉盆地的岩性油气藏勘探也获得了长足发展。岩性油气藏储量比例由2000年的47%至2003年已增加到63%。岩性地层油气藏已经成为股份公司最现实、最有潜力的增储新领域。

以高分辨率地震为主的储层预测与反演技术的应用，为把握岩性油气藏的分布，确定有利岩性油气区带，提高岩性油气藏的预测精度，客观评价岩性油气藏的资源潜力提供了有效的技术手段和依据。

第四节 油气资源潜力与油气勘探战略选区

一、油气资源潜力

中国石油第三次油气资源评价按照既与国际接轨，又与历史衔接的评价思路与原则，采用新的评价思路、评价方法与参数标准，对我国陆上28个主要含油气盆地（渤海湾盆地仅局限于中国石油矿权区范围，下同）的油气地质资源量（在目前的经济、技术条件下最终可以探明的资源量，下同）和可采资源量进行了新一轮的评价。通过系统的评价，陆上28个含油气盆地石油地质资源量区间值 $361.6\times10^8\sim576.6\times10^8$ t，期望值 433.8×10^8 t；天然气地质资源量区间值 $18.35\times10^{12}\sim28.45\times10^{12}\,m^3$，期望值 $22.66\times10^{12}\,m^3$。石油可采资源量区间值 $96.1\times10^8\sim141.9\times10^8$ t，期望值 111.8×10^8 t；天然气可采资源量区间值 $11.81\times10^{12}\sim17.91\times10^{12}\,m^3$，期望值 $14.36\times10^{12}\,m^3$。

1. *剩余油气资源潜力*

截至2002年底，所评价的28个含油气盆地累计探明石油地质储量 153.6×10^8 t、天然气地质储量 $2.8\times10^{12}\,m^3$，剩余石油地质资源量 280.2×10^8 t、天然气地质资源量 $19.86\times10^{12}\,m^3$。总体看，评价的28个含油气盆地，油气资源的探明程度并不高，石油地质资源的探明率35%、天然气地质资源的探明率仅12%（表9－13），剩余油气资源还比较丰富，具有进一步加快发展的资源基础。

表9－13 中国陆上主要含油气盆地油气地质资源探明程度（截至2002年底）

盆地名称	石油地质资源量（$\times10^8$t）				天然气资源量（$\times10^8m^3$）			
	总资源量	探明地质储量	剩余资源量	资源探明率（%）	总资源量	探明地质储量	剩余资源量	资源探明率（%）
松辽盆地	113.07	65.73	47.34	58	8814	769	8045	9
渤海湾盆地	73.27	40.60	32.67	55	8027	1703	6324	21
鄂尔多斯盆地	54.08	14.21	39.87	26	46664	8011	38653	17
四川盆地	4.26	0.75	3.51	18	53479	7591	45888	14
柴达木盆地	12.91	2.89	10.02	22	16006	2374	13632	15
塔里木盆地	59.94	5.39	54.56	9	79599	6510	73090	8
准噶尔盆地	53.19	16.93	36.25	32	6515	728	5786	11
吐哈盆地	7.39	2.58	4.81	35	2769	330	2439	12
其他	55.68	4.55	51.13	8	4721	13	4708	0
合计	433.79	153.62	280.17	35	226595	28029	198565	12

注：渤海湾盆地仅局限于中国石油矿权区范围。

2. 陆上主要含油气盆地剩余油气资源的质量与分布

(1) 剩余油气资源分布特征

从评价的28个含油气盆地剩余油气资源分布看，剩余资源的分布具有较强的不均衡性。

1) 剩余石油资源主要分布在东部与西部地区，天然气资源集中分布在中、西部地区。

东部地区尽管勘探程度较高，但仍有剩余石油地质资源量107.7×10^8t，剩余资源占总剩余资源量的38%；西部地区总体勘探程度较低，剩余石油资源比较丰富，有剩余石油地质资源量122.4×10^8t，剩余资源占总剩余资源量的44%。中部地区剩余石油资源相对较少，仅占总剩余资源量的18%。

中、西部地区是天然气剩余资源比较富集的地区，西部地区有剩余天然气地质资源量约9.6×$10^{12}m^3$，剩余资源量占总剩余资源量的48%；中部地区剩余天然气地质资源量约8.5×$10^{12}m^3$，剩余资源量占总剩余资源量的43%。

2) 剩余油气资源主要分布在几个大型含油气盆地中。

从剩余油气地质资源的盆地分布看，松辽、塔里木、渤海湾、鄂尔多斯和准噶尔五大含油气盆地剩余石油地质资源量均在30×10^8t以上，这五大含油气盆地剩余石油地质资源的总量达210.7×10^8t，约占总剩余石油地质资源量的75%。天然气剩余地质资源集中分布于塔里木、四川、鄂尔多斯及柴达木四大盆地，剩余天然气地质资源量17.13×$10^{12}m^3$，约占总剩余资源量的86%。

(2) 剩余油气资源的质量

总体看，我国陆上经过几十年大规模的石油勘探，评价的28个含油气盆地除去已探明的153.6×10^8t石油储量外，剩余未发现的油气资源赋存条件进一步变差，分布于深层、隐蔽目标以及沙漠、戈壁、黄土塬和山地等复杂环境下的资源所占比例进一步增加，低渗、特低渗和重质油等低品位资源所占份量增大，剩余资源的质量变差。这给继续勘探发现新储量，无论是从发现成本与技术要求，还是发现的规模与勘探难度上都有较大的挑战性。

1) 深层剩余油气资源所占比例较大。据统计，到2002年底，我国陆上评价的28个含油气盆地已探明的石油储量中93%分布在中、浅层，埋深小于3500m的剩余石油资源量约188.3×10^8t，占剩余石油总资源量的67%，主要分布在东部地区。说明东部地区的中、浅层仍是进一步深化勘探、发现新储量的重要层系之一。但剩余石油资源中，深层资源所占比例呈进一步增加的态势，埋深大于3500m的深层，剩余石油资源的总量达93.5×10^8t，剩余资源所占比例由原来的23.6%增至33%，主要分布在西部地区，约占西部地区剩余资源量的60%。这部分石油资源的勘探程度、探明率与认识水平都很低，既为未来石油勘探提供了资源基础，也为进一步的勘探增加了难度。

从统计结果看，评价的含油气盆地剩余天然气资源的分布深度相对较大，仅48%的剩余天然气资源分布在小于3500m的深度范围；分布在3500～4500m深度范围的剩余天然气资源达32%；分布在4500m深度以下的剩余天然气资源也占总剩余资源的20%。

2) 剩余油气资源量多赋存于复杂地理环境。我国陆上经过几十年的油气勘探，那些赋

存条件相对简单的油气资源，探明程度较高，剩余油气资源的赋存条件相对较差。从剩余油气资源赋存的地理环境统计结果看，28 个含油气盆地中，除 36%的剩余石油资源分布在平原区外，其余都分布在复杂地理环境中，其中沙漠、戈壁、黄土塬的剩余资源占总剩余资源的 52%。剩余天然气资源的主体分布在沙漠、戈壁、黄土塬和山地，约占总剩余资源的 70%，而平原区仅占 16%。

复杂环境区的剩余油气资源占有较大比例，说明未来油气勘探难度更大，技术要求更高，需要依靠科学和技术进步来降低成本，以保持油气勘探生产效益的提高。

3）剩余油气资源的品位相对较差。据统计，剩余石油资源中，低渗、特低渗与重油等资源所占比例呈进一步增加的态势，已增至 49%。东部的松辽盆地、中部的鄂尔多斯和四川盆地以及西部的柴达木、吐哈、酒泉等盆地剩余石油资源的主体为低渗或特低渗，准噶尔、塔里木等盆地低渗资源也占有相当大的份量。天然气剩余资源中，低孔、低渗资源所占比例亦较大，塔里木、四川、鄂尔多斯和柴达木等盆地均有分布。

从剩余油气资源的品位分析看，未来油气勘探面临着资源品位进一步变差的挑战。因此今后的油气勘探必须依靠科技进步，并注意降低成本，才能实现油气勘探增储、增效双丰收。

二、油气勘探战略选区

1. 含油气盆地选择

从油气资源评价结果看，松辽、渤海湾、鄂尔多斯、四川、塔里木、准噶尔以及柴达木等七大含油气盆地集中了陆上油气资源的主体，七大盆地有石油地质资源量 370.7×10^8 t，天然气地质资源量 $21.91\times10^{12}m^3$，分别占评价盆地石油地质资源量的 85.5%和天然气地质资源量的 96.7%。尽管这七大含油气盆地的勘探历史较长、勘探程度较高，但剩余石油、天然气资源还比较丰富，剩余石油、天然气地质资源量分别占评价盆地剩余石油、天然气地质资源量的 80%和 96.6%。加大这七大含油气盆地的油气勘探力度，力争发现更多油气储量，夯实可持续发展基础不仅具有较雄厚的资源条件，也有领域与目标。

1）松辽、渤海湾、鄂尔多斯、准噶尔和塔里木盆地是陆上石油勘探的重点。

首先，从剩余石油资源潜力看，松辽、渤海湾、鄂尔多斯、准噶尔和塔里木五大盆地尽管勘探历史悠久，石油资源的探明率相对较高，但五大盆地的剩余石油地质资源量均在 30×10^8t 以上，总计剩余的石油地质资源量达 215×10^8t，占所评价的 28 个盆地剩余石油地质资源量的 76.7%，集中了陆上评价盆地剩余石油资源的主体。

其次，从五大含油气盆地剩余石油资源的富集程度看，五大盆地剩余石油资源的区块分布也相对集中，根据剩余石油资源的区块分布统计，剩余石油资源主要分布于：松辽盆地的古龙—长岭凹陷、渤海湾盆地的辽河西部凹陷、辽河东部凹陷、冀中坳陷的饶阳凹陷、黄骅坳陷的歧口凹陷以及鄂尔多斯盆地的靖安和陇东地区、准噶尔盆地的玛湖—昌吉坳陷和塔里木盆地的环满加尔地区等 8 大富油区块中，这 8 大富油区块的资源丰度一般在 $10\times10^4\sim20\times10^4$t/km²，最高可达 68×10^4t /km²，总计拥有的剩余石油地质资源量 160×10^8t，占 28 个评价盆地剩余石油地质资源量的 57%，占五大盆地剩余石油地质资源量的 74%。

第三，从有利的勘探区带看，五大盆地仍有一些剩余资源潜力较大、资源丰度较高的有利区带。根据区带评价结果，松辽盆地的大庆长垣扶杨油层、太康隆起、龙虎泡阶地、龙西—巴彦查干、大庆长垣北以及大情字井负向构造带等，剩余石油地质资源量均在 2×10^8t 以上，剩余资源丰度大于 10×10^4t /km²；渤海湾盆地的欢曙斜坡带、兴冷构造带、静安堡构造带和北大港潜山构造带、孔店潜山构造带、板桥断裂构造带以及南堡凹陷的高柳构造带等，剩余石油地质资源量均在 1.0×10^8t 以上，剩余资源丰度一般大于 25×10^4t /km²；鄂尔多斯盆地的陇东地区和靖安地区剩余石油地质资源量均在 10×10^8t 以上；准噶尔盆地的克百断裂带、玛湖西斜坡带、陆西凸起带以及红车断裂带剩余地质资源量都大于 2.0×10^8t；塔里木盆地的轮西区带、英买力背斜区带、轮南—桑塔木背斜区带以及哈得逊背斜区带、塔中Ⅰ号断裂区带等剩余石油地质资源量也在 2.0×10^8t 以上。

因此，未来石油勘探立足上述五大盆地，不仅有较雄厚的资源基础，也有一些资源相对富集的有利区块，更有进一步扩大发展的领域与目标，是我国陆上未来石油勘探发现新储量的重点盆地。

2）鄂尔多斯、四川、柴达木和塔里木盆地是陆上天然气勘探的主体。

经过几十年的勘探，我国已在陆上的鄂尔多斯、四川、塔里木和柴达木四大盆地发现天然气地质储量 2.45×10^{12}m³，形成了四大气区，成为陆上天然气勘探的主战场。但从剩余天然气资源潜力看，上述四大盆地剩余的天然气地质资源量均在 1.5×10^{12}m³ 以上，总计拥有的天然气剩余资源量达 14.96×10^{12}m³，剩余天然气资源占陆上评价盆地剩余资源的 85.4%。

从剩余天然气资源的富集程度看，四大盆地剩余天然气资源的富集区块很多。塔里木盆地的库车坳陷、西南坳陷、中央隆起，四川盆地的川东和川西地区，鄂尔多斯盆地的陕北斜坡和柴达木盆地的东部坳陷区剩余天然气资源丰富，这七大富气区块的剩余天然气地质资源量均在 1.0×10^{12}m³ 以上，总计拥有的剩余天然气地质资源量 13.6×10^{12}m³，占评价盆地剩余天然气地质资源量的 68.5%，占四大盆地剩余地质资源量的 91%。

从含油气区带评价结果看，四大盆地剩余资源潜力较大、资源丰度较高的有利区带不少。如鄂尔多斯盆地的陕北斜坡东部地区，四川盆地的川东北地区、川东高陡构造带、川中北南部地区，塔里木盆地的东秋里塔格构造带、克拉苏背斜带、西秋里塔格构造带和柴达木盆地的东部坳陷北斜坡区等，剩余天然气地质资源均在 5000×10^8m³ 以上，剩余资源丰度一般大于 1.0×10^8m³/km²。

显然，上述四大盆地不仅是我国陆上近期天然气勘探的重点盆地，也是我国陆上未来天然气勘探的主体。

2. 勘探领域选择

资源评价结果表明，28 个含油气盆地的剩余油气资源主要分布于岩性地层油气藏、前陆盆地、叠合盆地中下部组合以及老区四大勘探领域，这四大勘探领域有剩余石油、天然气地质资源量分别为 251.2×10^8t 和 17.89×10^{12}m³，占评价盆地剩余石油、天然气地质资源量的 89% 和 90%（表 9－14）。从剩余油气资源的领域分布看，上述四大领域应是我国陆上未来油气勘探的重点领域。

表 9－14　中国陆上主要含油气盆地剩余油气地质资源领域分布统计

石油（$\times10^8$t）					天然气（$\times10^{12}m^3$）				
领域	地质资源	占资源（%）	剩余地质资源	占剩余资源（%）	领域	地质资源	占资源（%）	剩余地质资源	占剩余资源（%）
岩性地层油气藏	166.1	38	106.5	38	岩性地层油气藏	4.22	19	3.45	17
前陆盆地	72.4	17	44.2	16	前陆盆地	7.98	35	7.36	37
叠合盆地中下部组合	66.3	15	51.4	18	叠合盆地中下部组合	7.05	31	6.64	34
老　区	96.8	22	49.1	18	老　区	0.85	4	0.42	2
其　他	32.2	8	29	10	其　他	2.56	11	1.99	10
合　计	433.8	100	280.2	100	合　计	22.66	100	19.86	100

注：其他包括柴达木盆地生物气资源。

1）岩性地层油气藏剩余资源丰富，勘探潜力大，是未来勘探的发展之本。

据统计，评价的 28 个含油气盆地中，岩性地层油气藏有石油地质资源量 166.1$\times10^8$t，天然气地质资源量 4.22$\times10^{12}m^3$。截至 2002 年年底，已探明石油地质储量 59.6$\times10^8$t，天然气地质储量 0.77$\times10^{12}m^3$，剩余石油地质资源量 106.5$\times10^8$t，剩余天然气地质资源量 3.45$\times10^{12}m^3$，剩余石油、天然气资源量分别占评价盆地剩余石油、天然气资源量的 38% 和 17%，剩余油气资源丰富，勘探潜力大。

从近几年的油气勘探实践看，岩性地层油气藏勘探领域已成为我国陆上储量增长的重点。松辽和鄂尔多斯两大盆地的勘探对象实质是岩性地层油气藏，两大盆地年增储规模均在 1$\times10^8$t 以上。渤海湾盆地在深化复杂构造油藏勘探的同时，岩性地层油气藏也有突破性进展，不仅有华北油田的成功实例，辽河、大港、冀东在岩性地层油气藏勘探方面也不断有新的成果。此外，中西部的四川、准噶尔、塔里木、吐哈和酒泉等盆地的岩性地层油气藏勘探也有实质性突破。岩性地层油气藏在中国石油年增石油探明储量的比例已经超过 50%，成为储量增长的主要贡献者。

岩性地层油气藏的剩余资源潜力和目前的勘探实践表明，该领域已经成为我国陆上最现实、前景最大的勘探领域，是陆上未来油气勘探增储上产的重点。

2）前陆盆地勘探程度低，潜力大，是我国陆上获得大发现的重要领域。

评价结果表明，前陆盆地勘探领域有石油地质资源量 72.4$\times10^8$t，天然气地质资源量约 7.98$\times10^{12}m^3$。截至 2002 年年底，已探明石油地质储量 28.2$\times10^8$t，天然气地质储量 0.62$\times10^{12}m^3$，剩余石油地质资源量约 44.2$\times10^8$t，天然气地质资源量约 7.36$\times10^{12}m^3$，剩余油气资源还比较丰富。

近几年，我国陆上针对中西部前陆盆地的油气勘探不断获得重要突破，如库车前陆盆地不仅新发现了我国陆上储量丰度最高、整装性最好的砂岩大气田——克拉 2 号气田，而且在库车西部的伊拉克构造又获重大突破。酒泉盆地祁连山山前逆掩冲断带的勘探新发现了青西油田，三级储量超过 5000$\times10^4$t，从根本上改变了玉门探区近 20 年来有勘探无储量的被动局面。准噶尔盆地南缘连续在吐谷鲁、卡因迪克和霍尔果斯获得重大发现，四川盆

地的川西前陆也有新的进展。前陆盆地的勘探实践表明，所找到的油气田具有规模大、储量丰度高、单井产量高的特点，虽然勘探难度较大，成本较高，但勘探效益仍然很好，只要坚持加强地震采集攻关力度，提高目标成像精度，立足整装大目标，就一定会有一批大的发现。

从近几年油气储量的构成看，天然气探明储量的一半以上来自前陆盆地，来自前陆盆地的石油储量占总储量的比例也由1999年的4%增至2002年的13%。近期地震勘探已在前陆盆地落实了一批构造面积大、突破远景好的预探目标。经过一段时间的准备和钻探，前陆盆地不仅会发现一批大油气田，而且在陆上储量和产量建设中将发挥着越来越重要的作用。

3）叠合盆地中下部组合是未来油气勘探扩大发展的重要领域。

叠合盆地中下部组合有石油地质资源量66.3×10^8t，天然气地质资源量约7.05×10^{12} m^3。截至2002年年底，已探明石油地质储量约14.9×10^8t，天然气地质储量0.41×10^{12} m^3，剩余石油地质资源量51.4×10^8t，天然气地质资源量$6.64\times10^{12}m^3$。近几年针对叠合盆地中下部组合的勘探取得了重要进展，陆续获得了几个重大发现，如塔里木盆地所发现的轮南—塔河大油田，中国石化和中国石油两家拿到的三级储量近10×10^8t，成为我国陆上近几年石油勘探获得的最大发现之一；四川盆地川东地区三叠系飞仙关鲕滩勘探中，新发现了盆地储量规模最大的气田——罗家寨气田（探明天然气地质储量$581\times10^8m^3$）。从叠合盆地中下部组合的剩余油气资源潜力以及近几年的勘探实践看，该勘探领域的油气资源有较好的经济性，并且见到了实际效果。中西部的塔里木、四川、鄂尔多斯、准噶尔、柴达木以及东部的松辽、渤海湾等大型含油气盆地的中下部组合都有发现经济储量的良好前景，将成为我国陆上未来油气勘探增储上产的重要领域之一。

4）陆上高成熟探区的老区精细勘探仍有较大潜力。

据统计，老区有石油地质资源量96.8×10^8t。截至2002年年底，已探明石油地质储量约48×10^8t，石油地质资源的探明率高达50%，但仍有剩余石油地质资源量约49.1×10^8t。近几年的油气勘探实践表明，老区精细勘探发现新储量的潜力还很大，如渤海湾盆地的冀东探区，通过三维地震二次采集、连片处理，重新认识油气藏，在高柳地区新增石油储量约3000×10^4t，储量替换率从1993年的0.82上升到2002年的3。辽河探区在西部凹陷的雷家地区、西部凹陷的西斜坡南段、大民屯凹陷低潜山新发现三个千万吨级以上的优质储量区块。准噶尔盆地西北缘八区乌尔禾油藏，原来上报的探明石油地质储量8958×10^4t，重新评价后，储量增至12008×10^4t，净增储量3050×10^4t。从近几年中国石油的探明石油储量构成看，老区扩展勘探领域所发现的石油储量占中国石油年增总储量的三分之一左右。我们有理由相信，老区还有较大的勘探潜力，关键是把工作做深、做细。

第五节　中国油气资源的可持续性

油气资源是一个深埋于地下并客观存在的常量。由于油气藏的形成经历了漫长的地质演化历史，其形成与分布极其复杂，因而人们对地下油气资源总量的认识是一个随地质认识、勘探技术进步而逐渐深化的过程。美国联邦地质调查局（USGS）2000年公布的全球

石油最终可采资源量评价结果已经比 1994 年的评价结果增加了 33%，其中待发现常规石油可采资源量比 1994 年的评价结果增加了 55%。我国历次的油气资源评价结果也有类似的结论。显然，人们对地下油气资源总量的预测是地质认识和技术进步的函数，随着地质认识的不断深化和勘探技术的不断进步，一些新的领域逐渐为人们所认识，油气资源的总量也在不断增加。

一、中国油气资源总量的变化

1. 资源总量变化状况

对我国油气资源潜力的认识，与对全球资源潜力的认识一样，同样经历了一个从模糊到清晰、从肤浅到深入的认识过程。目前对我国拥有丰富油气资源的看法已得到广泛认同。但在上世纪初，人们对我国的油气潜力持否定态度。当时，一些国外石油公司，组织人员对我国的华北、西北和东北地区开展调查研究。作为调查成果，他们在《American Association of Petroleum Geologists》杂志上刊登了一篇题为“中国东北的含油气性”的文章。文章认为“根据岩石类型和年龄，在中国东北是不可能找到石油的”。美国地质学家、斯坦福大学教授 Brockwell 对我国的油气资源前景也进行了研究。在他 1922 年发表的文章“中国和西西伯利亚的油气远景”中认为，由于世界上所发现油田均为海相沉积，而中国绝大多数地层为陆相沉积，所以“和华北一样，中国东北地区不可能发现大量的油气”。国外大量学者基于我国陆相地层大量分布的事实，按照海相成油理论，片面得出了“中国贫油”的论断。并以此为依据，对我国的石油资源量测算结果都小于 10×10^8 t。然而，经过半个多世纪的勘探，在我国的陆相沉积地层中，不仅发现了大量油气，而且在我国东北地区的松辽盆地发现了大庆这一世界级的特大型油田，在华北地区也发现了渤海湾富油区。1977 年我国的原油产量达到 1×10^8 t，进入了世界产油大国的行列。

系统地对我国油气资源潜力进行评价始于 20 世纪 60 年代。当时，随着大庆油田和渤海湾油区的发现，原石油工业部于 1964 年组织有关专家、学者，以陆相生油理论为指导，以盆地为基本评价单元，对我国的石油资源进行了系统的评价研究。通过评价，得出了我国有石油地质资源量 116×10^8 t 的结论。随着油气勘探工作的不断深入，原石油工业部于 1971 年又对我国的石油资源潜力进行了重新评价，评价结果是我国石油资源量为 217×10^8 t，短短的 7 年时间里，石油资源量增加了 101×10^8 t。自 70 年代以来，由于有机地球化学的快速发展，致力于油气资源评价研究的专家、学者越来越多，对我国油气资源潜力的认识呈现出百家争鸣的局面。1970 年关士聪的评价结果是石油资源量 450×10^8 t；1980 年秦同洛、张厚福的评价结果是石油资源量 600×10^8 t；1980 年石油勘探开发科学研究院评价结果是石油资源量 660×10^8 t；1981—1987 年间完成的全国第一次油气资源评价，评价结果是石油资源量 787×10^8 t，天然气资源量 33×10^{12} m^3；1991 年地质矿产部评价结果是石油资源量 815×10^8 t；1992—1994 年完成的全国第二次油气资源评价，评价结果是石油资源量 940×10^8 t，天然气资源量 38×10^{12} m^3；2000 年部分油气田分公司对所属勘探盆地进行了新的评价，据不完全统计，全国有石油资源量 1021×10^8 t，天然气资源量约 47×10^{12} m^3。

从我国历次的资源评价结果统计情况看，我国的油气资源总量是随勘探程度的提高、地质认识的深化和勘探技术的进步，呈快速增加的态势。自 20 世纪 70 年代开始，我国石

油资源的总量大约以每五年 150×10^8～200×10^8 t 的速度增长。

2. 导致资源总量变化的原因

分析导致我国油气资源总量发生变化的根本原因是：①随着勘探工作的不断深入，地质认识的不断深化，油气勘探领域得以拓展；②勘探技术发展为深化地质认识、拓展勘探领域提供了技术保障。如对渤海湾盆地东营凹陷资源潜力的认识，“六五”以来经历了四次较为系统的资源评价。第一次是 1985 年，随着对东营凹陷复杂断块油气藏认识的深化，首次采用盆地模拟技术评价了凹陷的油气资源量，其结果是 23.7×10^8 t。第二次是 1994 年，由于含油气系统理论的引入，对烃源岩的认识也由早期的凡暗色泥岩就认定是烃源岩，发展到开始注重烃源岩的丰度和成熟度，确定了沙一段、沙三下段和沙四上段油页岩为主力烃源岩，采用盆地模拟技术评价东营凹陷的石油资源量是 31.3×10^8 t。第三次是 1999 年，随着高分辨率层序地层学、储层预测技术以及三维地震处理解释技术的发展，岩性油气藏勘探也获得新的突破。同时在烃源岩的研究方面，对烃源岩、有效烃源岩和优质烃源岩有了进一步的认识，在此基础上评价东营凹陷的石油资源量是 38.4×10^8 t。第四次是 2001 年，由于凹陷内部大量岩性油藏被发现，油气分布已经不完全受二级构造带控制，人们通过研究得出了东营凹陷具有“满凹含油”的特点，以这一认识为指导评价东营凹陷的石油资源量是 44.39×10^8 t。从 1985 年到 2001 年，历时 16 年时间，凹陷的油气资源总量增加了 1.9 倍。

东营凹陷油气资源总量的变化说明，地质认识和勘探技术的进步不仅可以带来油气勘探领域的拓展，而且也是导致油气资源总量大幅增长的根本原因。

二、油气资源的可持续性

从全球油气资源变化趋势看，20 世纪 60—70 年代，世界曾流行石油短缺，石油工业将很快走入穷途的预言。但 1970 年以后，由于层序地层学、含油气系统、计算机模拟技术、计算机网络技术以及地震勘探技术、成像测井技术和钻井技术的快速发展，油气勘探领域不是萎缩，而是不断扩大，世界石油工业呈现出快速发展的态势，完全否定了这一悲观论调。

中国是油气资源比较丰富的国家之一。从勘探程度分析可知，我国的中西部地区勘探程度还比较低，处于勘探的早—中期阶段，不仅正在勘探的盆地或领域还有不少目前人们难以认知的新领域，同时还存在大量的潜在新领域等待人们的探索。我国的东部地区虽然勘探程度较高，处于中期勘探阶段，但仍有诸如岩性地层油气藏、特殊类型油气藏等新领域，油气资源潜力也在不断增加。此外，我国的深海海域、外围新区、新盆地还有较大潜力。预计未来随着勘探工作的不断深入，勘探技术的不断发展，越来越多的领域将逐渐为人们所认识，我国的油气资源总量还会有较大幅度的增长。

1. 已评价地区随着技术的发展还有进一步增加资源的潜力

（1）中西部地区前陆盆地冲断带

我国中西部地区的盆地和造山带之间，发育着一系列前陆盆地，它们是中西部地区大型含油气盆地的一部分，具有优越的油气藏形成条件。但由于我国发育的前陆盆地往往处于比较复杂的构造体系中，盆地的形成与演化经历了极为复杂的演化历史。这种成盆历史

导致的结果：一是我国的前陆盆地一般发育两套或两套以上的烃源岩，一套是早期（前陆）盆地或被动陆缘发育阶段形成的烃源岩，如准噶尔盆地西北缘和南缘的二叠系烃源岩；另一套是中生代晚期陆相前陆盆地阶段形成的烃源岩，如库车、鄂尔多斯西缘、川西、准噶尔南缘等。二是往往形成多期叠加的多套含油气系统，油气分布十分复杂。三是广泛发育冲断构造体系，致使大量的烃源岩掩覆于界山之下。

目前，对中西部前陆盆地的油气勘探前景已得到大家的普遍认同，但对前陆盆地的资源潜力，特别是前陆冲断带的资源潜力，受勘探程度与勘探技术的制约，尚难做出客观评价。究其原因主要是：前陆冲断带是造山带向盆地方向大规模掩冲推覆所形成的冲断系统，是盆地所在块体向造山带之下俯冲的结果。这种俯冲，必然导致大范围的沉积地层，特别是烃源岩层系被掩埋于界山之下。据有关研究，前陆盆地推覆体之下掩埋的范围相当大，如国外对阿尔卑斯冲断体系研究认为，阿尔卑斯山向北冲断推覆所掩埋的中生代被动陆缘层序至少在50km以上。我国的研究也有类似的结论，如博格达山前的台北坳陷山前逆掩推覆带的距离至少在10km以上；三塘湖盆地南缘推覆在沉积地层之上的宽度在10～15km以上，推覆体掩盖面积达3000km²以上；祁连山前酒泉盆地的推覆距离在10km以上；塔里木盆地库车前陆盆地的推覆体掩盖面积至少在4000km²以上。

前期我国对前陆盆地的油气资源评价，一般以现今盆地边界作为评价范围。显然，这种评价并没有考虑大量掩埋于界山之下烃源岩对生烃、成藏的贡献，评价结果也很难客观反映前陆盆地的真实资源状况。中国石油第三次油气资源评价，对部分有资料的前陆盆地考虑了前陆冲断带之下所掩覆烃源岩对资源潜力的贡献（图9－10）。如塔里木库车前陆盆地，采用原型盆地的恢复技术，落实掩埋于天山之下的烃源岩面积达3500km²；酒泉盆地的评价范围向祁连山推进了10km。但中国石油第三次资源评价，一是仅仅基于现有的资料和技术条件，对部分前陆盆地采用了这一研究思路进行评价；二是评价范围仅仅扩展到推覆距离10km以内的范围。按照国内、外前陆冲断带的研究结果，推覆距离一般在10km以上。因此，现今的评价结果不能反映前陆冲断带的真实潜力。预计随着勘探技术的发展和对前陆推覆体认识的深化，前陆冲断带的油气资源潜力还将会有较大幅度的增长。

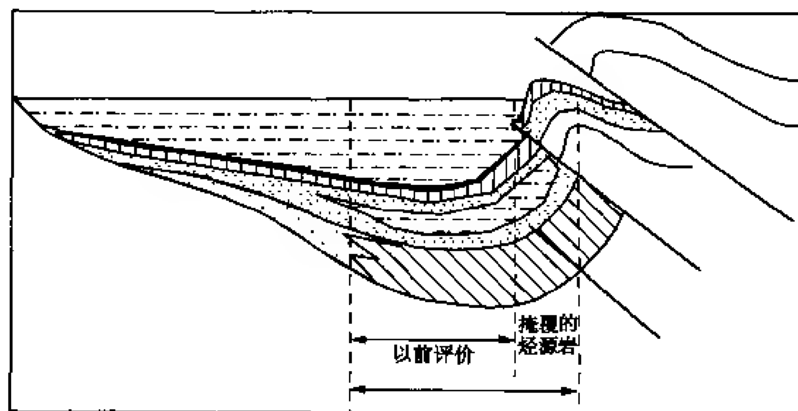


图9－10 前陆冲断带烃源岩分布示意图

(2) 勘探尚未认识的新领域

我国目前正在勘探的盆地尽管勘探历史较长，但仍然有大量需要进一步认识的新领域。如鄂尔多斯盆地中下三叠统是一套红层，主要为大套砂岩和泥岩互层，自下而上构成2～3个由粗到细的正旋回。其中砂岩以中、粗砂岩为主，旋回的底部也发育含砾砂岩，旋回的上部发育细、粉砂岩和泥岩，且发育的泥岩单层厚度和连续性较好，是一套较好的盖层。

中下三叠统砂泥岩组合因缺少烃源岩，过去一直作为非勘探目的层考虑。多年来钻揭这套层系的井，录井和测井过程都很简单。但鄂尔多斯盆地中下三叠统可能是潜在的勘探目的层，主要基于以下几方面的考虑：一是根据近期对鄂尔多斯盆地中生界石油分布规律的研究，发现上三叠统延长组砂体的形成和油气聚集受基底断裂控制，即基底断裂在晚三叠世的活动，对河道的走向和分布起着明显的控制作用。这些基底断裂能够切至上三叠统，必然切穿中下三叠统。而中下三叠统之下广泛发育上古生界气源岩，形成的天然气完全可以沿断层上窜至中下三叠统，并在适宜的部位聚集成藏（图9-11）；二是盆地早期勘探在华池以东约20km处的侏罗系直罗组发现天然气藏，即葫芦河气田，储量$10\times10^8m^3$以上，气体组分分析甲烷含量达96%，与中生界油田伴生气有较大的差别，该气田的气源很有可能来自下伏的石炭—二叠系煤层地层。从葫芦河气田所处的位置看，气田刚好处于基底断裂发育区。

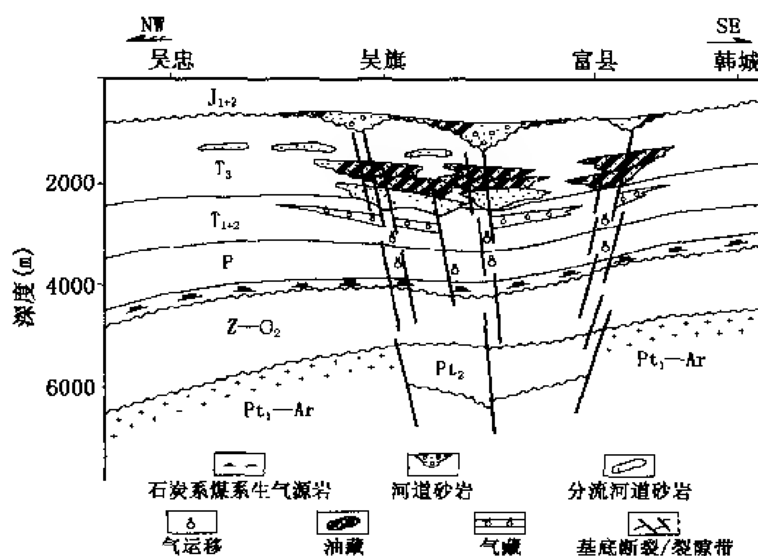


图9-11 鄂尔多斯盆地基底断裂与断层

目前对中下三叠统的认识很低，钻遇这套层系的井几乎没有录井和测试资料，人们对这套层系的勘探价值持否定态度。但研究认为，该套层系具有形成天然气藏的条件，是一个值得研究和探索的全新领域。如果勘探获得突破，定会使鄂尔多斯盆地的天然气资源总量又有较大幅度攀升。

类似的实例并不少，如塔里木盆地台盆区的槽台过渡带、塔里木盆地台盆区浅层、渤海湾盆地的浅层、松辽盆地的石炭—二叠系等都是未来值得探索的新领域。如果这些领域能够获得突破，我国油气资源的总量又会大幅增加。

2. 尚未获得突破的新区、新盆地和新领域

（1）华北和南方海相层系

中国海相层系的分布具有普遍性，华北（含鄂尔多斯）、南方和塔里木克拉通之上都有海相层系的分布，可供勘探的面积达300多万平方千米。但从海相层系的勘探实践看，目前发现的油气田集中分布于四川、鄂尔多斯和塔里木三大含油气盆地，华北和南方等广大海相地层分布区虽多处见显示低产油气流，但尚无获得实质性的突破和发现，从而制约了人们对这些地区资源潜力的认识。

华北地区下古生界海相地层是一套以浅海台地相碳酸盐岩为主的沉积层系，作为油源岩，有机质丰度偏低，有机碳含量普遍低于0.3%。但华北地区上古生界石炭、二叠系是一套海陆过渡相的煤系地层，从已有的钻探结果看，是一套现实的气源岩和储气组合，并在东濮、大港板桥和冀中文安等地区发现了由石炭、二叠系为气源岩的天然气藏。前期对华北地区古生界海相层系资源潜力的认识，主要基于两方面考虑，一是烃源岩有机质丰度低，但近期研究有两个值得关注的现象：①最新研究成果表明，海相碳酸盐岩沉积环境，有一部分生烃有机物可被碳酸钙的分子骨架络合，形成有机酸钙，这部分有机物在丰度测定时不能被检测。因此，以往对碳酸盐岩烃源岩有机质丰度的测定值可能偏低。②中国石油第三次油气资源评价有关有效烃源岩的研究结果表明，碳酸盐岩作为气源岩，其有效烃源岩的丰度下限标准是有机碳大于0.2%，按照这一标准华北地区发育的这套碳酸盐岩烃源岩虽不能作为油源岩，但可以作为气源岩。二是石炭、二叠系煤系被后期盆地叠加以后的二次生烃能力与保存问题。如果发育的石炭—二叠系煤系在被古近—新近系湖相沉积覆盖的前提下，埋深足够大，应该是可以形成煤系气藏的。因此，未来通过进一步的勘探研究，如果能够准确评价有机酸钙的丰度和分布范围，能够优选好目标，勘探一旦突破，那么对华北地区古生界资源潜力的看法就会改变，勘探地位就会得到提升。

南方海相地层与四川盆地相比，具有相似的成烃、成藏历史，只是南方大面积的海相地层经历了更为强烈的后期变动历史，保存条件是制约南方油气成藏的关键。未来勘探如果加大保存条件的评价研究，在活动区内部相对稳定区优选目标，同时做好原型盆地的研究，搞好有利生储盖组合区的预测，坚持探索，相信南方大面积分布的海相地层会在我国的石油工业中做出贡献，到那时对南方地区海相层系资源潜力的看法将是另一番天地。

（2）南海海域

南海海域包括我国传统疆域与周边国家的专属邻海，总面积约$350\times10^4km^2$，共发育17个沉积盆地，沉积岩面积大于$116\times10^4km^2$。其中，我国传统海域内沉积岩面积大于$80\times10^4km^2$，占三分之二以上。对南海海域蕴藏着丰富的油气资源的看法已得到广泛认同，但目前原中国海洋石油总公司在南海海域的勘探主要集中在北部靠近我国大陆的北部湾和莺—琼盆地，南海南部海域因路途遥远，后勤支持和运输能力不够，加之周边国家的干扰和阻截，勘探投入不多，仍是勘探处女地。2003年中国石油为拓展勘探领域，在广泛调研的基础上，在南海南部海域进行了矿权登记，共申请登记了27个区块，总面积$19.36\times10^4km^2$，登记区块涉及的盆地有万安、曾母、文莱、北康、南薇、礼乐和中建南等9个盆地。

从所掌握的资料看，南海海域是一个以古近—第四系为主要勘探目的层系的新生代裂谷盆地，发育古近系和新近系两套烃源岩。发育的圈闭数量多，规模大。如北康盆地已圈

定的构造圈闭 66 个，面积大于 100 km^2的有 8 个，南薇盆地已圈定的面积大于 100 km^2有 20 余个，万安盆地面积大于 100 km^2的构造圈闭就有 28 个。在南海海域发育的 17 个沉积盆地中，远景资源量大于 10×10^8t 的盆地有 9 个，包括曾母、文莱—沙巴、北康和中建南等盆地。

目前制约南海海域油气勘探发展的主要问题：一是南海海域，特别是南部海域的归属权争议很大，周边国家都提出了主权要求，各自划分的疆域范围重叠很大。我国涉足南海油气资源的勘探开发必将受到邻国的阻拦。二是南海海域水体较深，平均水深 1200m，我国对深海勘探既缺少软件，又缺少硬件，挑战是艰巨的。但相信如能适时介入南海海域的油气资源勘探开发，不仅会发现一些大型油气田，取得良好的经济效益，以缓解我国原油供需矛盾，同时也会带来我国油气资源总量和油气储量的大幅增长。

3. 非常规油气资源

(1) 煤层气勘探领域

我国煤层气资源十分丰富。据有关方面评价，我国煤层埋深在 300～1500m 范围内的煤层气远景资源量达 $27.3\times10^{12}m^3$。其中华北地区有远景资源量 $17.1\times10^{12}m^3$，西北地区有远景资源量 $7.6\times10^{12}m^3$，煤层气资源正在成为现实的勘探接替领域。

对于煤层气的勘探开发，我国经过近 10 年的技术储备，已钻各类煤层气探井 210 余口，探明煤层气地质储量 $1023\times10^8m^3$，并控制了一批煤层气储量。其中，中国石油在沁水盆地探明煤层气地质储量 $352\times10^8m^3$，在鄂尔多斯盆地的大宁地区控制煤层气地质储量 $1500\times10^8m^3$，在宁武盆地预测煤层气地质储量 $2600\times10^8m^3$。同时，为建立有效的煤层气开发技术，中国石油、中联煤、晋城矿务局、东煤公司分别在沁水盆地的柿庄、潘庄、阜新开展了煤层气的局部试采，取得了有价值的经验。这为未来煤层气的勘探开发创造了条件。

但现有的技术工艺，与实现煤层气规模性勘探开发和资源的接替相比尚有一定的差距，需要进一步开展技术攻关，以满足煤层气规模勘探开发的需要。相信随着煤层气勘探开发工艺技术的不断完善，煤层气的勘探开发将成为我国天然气工业发展的重要资源，煤层气在我国未来石油工业的发展中将扮演重要角色。

(2) 油砂矿和油页岩

油砂矿和油页岩是一种非常规石油资源，不能用常规方法和技术进行勘探、开发和加工。世界上发达国家对油砂矿和油页岩的潜力及利用早已重视，并进行了探索和利用。加拿大在技术进步的推动下，通过勘探艾尔伯塔省的油砂矿，仅探明储量就净增了 238.5×10^8t，从而使加拿大的石油剩余探明可采储量从 2002 年底的 6.65×10^8t 猛增至 2003 年的 246.6×10^8t，增长了 37 倍，预计到 2010 年艾尔伯塔省油砂矿的原油年产量将达到 9500×10^4t。

我国油砂矿和油页岩资源比较丰富。松辽、准噶尔、柴达木、鄂尔多斯、四川、塔里木、羌塘以及吐哈和南方等盆地都有规模不等的油砂分布，但目前尚未系统开展油砂矿资源评价，对实际的资源潜力未有确切的估计。目前仅根据油砂矿广泛分布这一事实，推测我国的油砂资源远比稠油资源潜力大。有专家估算中国的油砂资源可能达数百亿吨。经过资源落实、技术发展，包括油砂提炼技术的开发，相信油砂矿将是一个在未来数十年内可

获取有效资源的重要领域。

我国油页岩的分布范围较油砂更为广泛，全国27个省、市、自治区均有分布，目前已在90多个沉积盆地发现油页岩。据第27届国际地质会议报道，我国油页岩储量仅次于美国、巴西和原苏联，居世界第四位。据国内严万程等人的《中国油页岩资源调查报告》中的数据，我国油页岩资源总量为4831.7×10^8t，其中高丰度—较高丰度（含油率>5%）的油页岩资源量2110×10^8t。若按抚顺一厂、二厂的经验数据，每33～35t油页岩生产1t页岩油来计算，我国较高丰度的油页岩就可生产页岩油62.4×10^8t，潜力相当大。目前制约油页岩勘探、开发和加工的关键问题是对油页岩准确的资源总量、分布范围和高含油率油页岩储量所占比例都不清楚，另外页岩油提炼技术也制约了这一领域的发展。需要积极准备，储备技术，及时做好进入这一领域开发、利用资源的准备。

参考文献

查全衡．1999. 石油天然气资源经营管理基础．北京：石油工业出版社，1～18
童大忠，肖安成．1998. 塔里木盆地西南坳陷石油地质特征及油气资源．北京：石油工业出版社，29～72
高瑞祺，吕鸣岗，萧德铭等．2004. 石油天然气资源/储量分类（中华人民共和国国家标准GB/T 19492－2004）．北京：中国标准出版社，1～6
何登发，吕修祥，林永汉，童大忠．1996. 前陆盆地分析．北京：石油工业出版社，156～210
胡朝元．1982. 生油区控制油气田分布——中国东部陆相盆地进行区域勘探的有效理论．石油学报，3（2）：9～13
胡见义，黄第藩等．1991. 中国陆相石油地质理论基础．北京：石油工业出版社，1～78
胡允栋，萧德铭，王永祥．2004. 按SEC标准进行油气证实储量评估的基本原则．石油学报，25［2］：19～24
金之钧，张金川．2002. 油气资源评价方法的基本原则．石油学报，23（1）：19～23
石广仁．1994. 油气盆地数值模拟方法．第二版．北京：石油工业出版社，1～215
王永春．2001. 松辽盆地南部岩性油藏的形成和分布．北京：石油工业出版社，97～130
蔚远江．2002. 准噶尔西北缘前陆冲断带二叠纪逆冲推覆作用的沉积响应．见：李德生等著．中国含油气盆地构造学．北京：石油工业出版社，620～633
武守诚．1994. 石油资源地质评价导论．北京：石油工业出版社，222～237
萧德铭，金成志，王永卓．2001. 对油气储量管理与国际接轨的几点看法．中国石油勘探，6（1）：51～54
徐春华，徐佑德，邱连贵等．2001. 油气资源评价的现状与发展趋势．海洋石油，（4）：1～5
赵文智，何登发，瞿辉等．2001. 复合含油气系统中油气运移流向研究的意义．石油学报，22（4）：7～12
赵文智，何登发，李伟等．1997. 含油气系统的内涵与描述方法．见：中国石油学会石油地质专业委员会编．中国含油气系统的应用与进展（第一辑）．北京：石油工业出版社，9～24
赵文智，何登发，李小地等．1999. 石油地质综合研究导论．北京：石油工业出版社，1～578
赵文智，何登发．1996. 含油气系统理论在油气勘探中的应用．勘探家，1（2）：12～19
赵文智，何登发．2002. 中国含油气系统的基本特征与勘探对策．石油学报，23（6）：1～11
赵文智，张光亚，何海清等．2002. 中国海相石油地质与叠合含油气盆地．北京：地质出版社，220～301
赵文智，张光亚，王红军等．2003. 中国叠合含油气盆地石油地质基本特征与研究方法．石油勘探与开发，30（2）：1～8
赵旭东．1992. 石油数学地质概论．北京：石油工业出版社，182～296
赵旭东．1988. 石油资源定量评价．北京：地质出版社，224～245

Houghton G L, Dolton R F, Mast C D, *et al*. 1993. U. S. Geological survey estimation procedure for accumulation size distributions by play. AAPG, 77 (3): 454~466

Houghton, J C, *et al*. 1993. U. S. Geological Survey estimation procedure for accumulation size distributions by play. AAPG Bulletin, 77 (3): 454~466

Lawrence J D and John H S. 1993. The evolution and use of discovery process models at the U. S. geological survey. AAPG Bulletin, 77 (3): 467~478

Lee P J and Wang P C C. 1986. Evaluation of petroleum resources from pool size distribution. in: Rice D D. Oil and Gas Assessment: Methods and Applications. AAPG Studies in Geology, no. 21: 33~42

Magoon L B and Dow W G. 1994. The petroleum system—from source to trap. AAPG Memoir 60, Tulsa, 1~655

Otis, R M, N Schneidermann. 1997. A process for Evaluating Exploration Prospect. AAPG Bulletin, 81 (7): 1087~1109

Society of Petroleum Engineers. 2001. Guidelines for the evaluation of petroleum reserves and resources : a supplement to the SPE/WPC petroleum reserves definitions and the SPE/WPC/AAPG petroleum resources definitions. Houston: Society of Petroleum Engineers, 1~141

White, D. A. 1993. Geologic Risking Guide for Prospects and Plays. AAPG Bulletin, 77 (12): 2048~2061

第十章　非常规油气地质特征及分布

随着经济高速发展，世界各国都面临能源需求量急剧增加的问题。人们开始意识到，仅靠开发常规油气资源已不能满足社会发展的需要，寻找新的能源越来越重要。非常规油气是在油气勘探程度提高、能源需求量增加、勘探开发技术发展到一定程度条件下能源接替的重要领域。

第一节　非常规油气资源概况

一、非常规油气资源类型

非常规油气藏是指在成藏机理、赋存状态、分布规律或勘探开发方式等方面有别于常规油气藏的烃类（或非烃类）资源（张杰等，2004）。非常规油气目前一般指油页岩、油砂（重油沥青）和煤层气、致密砂岩气、天然气水合物、页岩气、无机成因气等。其中煤层气、油页岩、油砂、天然气水合物是我国比较重要的非常规油气资源。

煤层气俗称瓦斯，是以吸附状态赋存于煤层中的一种自生自储式非常规天然气。煤层气的组成成分多样，但主要成分是甲烷，一般占95%～98%，除甲烷外还含有部分其他气体成分，如CO_2、N_2、H_2O、C_2H_6、He和重烃气。

油页岩一般指含油率高于0.25bbl/t（每吨页岩含页岩油量，相当于含油率高于3.5%）的页岩。我国学者近期把油页岩定义是一种高灰分可燃的有机岩石，一般含油率为4%～20%，将油页岩加热到500℃时可以形成页岩油，性质与天然石油类似（张杰等，2004）。刘招君等（2004）将油页岩（又称油母页岩）定义为一种高灰分的固体可燃有机矿产，低温干馏可获得页岩油，含油率高于3.5%，有机质含量较高，主要为腐泥质、腐殖质或混合型，其发热量一般高于4187J/g。

油砂，又称沥青砂，有以下两个含义：①含有沥青的砂子或其他岩石；②包含在这些砂子或其他岩石中的天然沥青。油砂主要是由于生物降解、轻烃挥发、水洗、游离氧化等冷变质作用，造成油质中极性杂原子重组分——胶质、沥青质富集的结果。它常出现在盆地的边缘和浅层，乃至暴露地表。美国等西方国家把油藏条件下黏度大于1.0×10^4mPa·s的石油称之为焦油砂（Tarsand）或天然沥青（Natural bitumen）。联合国训练研究署也主张把油层温度条件下，黏度大于1.0×10^4mPa·s的石油称为沥青。

天然气水合物（gas hydrates）是由天然气和水在低温高压下形成的似冰状的白色固体物质，外观上呈透明—半透明、白—灰—黄互生晶体，广泛分布于海洋陆棚及斜坡的沉积物中和陆地永久冻土地带。因其天然气组分多以甲烷为主，故又称甲烷水合物、“可燃冰”。据估算，$1m^3$的天然气水合物中含有约$164m^3$的天然气和$0.87m^3$的水。天然气水合物的形成，首先要有足够的气源，即要求有烃源形成的环境；另一方面，温度和压力也是形成水

合物的重要因素，通常要求压力在 4.5MPa 以上、温度在 2.5～25℃之间（M. D. Max 等，1999）。海洋浅表层沉积物内具有充足的孔隙和大量的水分子，当源于沉积物自身的浅层气（生物成因）和异地来源的深成气（热成因）在向上运移过程中进入有效的温压场中并充满沉积物的孔隙，就可以形成水合物稳定带。

二、非常规油气潜力综述

非常规油气藏对很多国家意义重大。美国目前从致密砂层、含气页岩和煤层气藏生产大量天然气，其每日的产气量中来自非常规的天然气就占到 26 %以上。重油生产，特别是在加拿大艾尔伯塔和美国加利福尼亚，占有相当重要的地位。委内瑞拉和俄罗斯等其他国家也生产大量重油，澳大利亚、阿根廷、埃及、加拿大和委内瑞拉等国则从低渗透油气藏开采天然气。继美国在 20 世纪 80 年代末开始的煤层气商业化生产以来，近年来煤层气产量在澳大利亚和加拿大都呈快速增长趋势。

1. 煤层气

煤层气是目前勘探比较现实的一种非常规天然气，经统计，世界煤层气资源量为 $100.12\times10^{12}\sim209.12\times10^{12}m^3$，美国、俄罗斯、中国、加拿大和澳大利亚是煤层气资源丰富的国家（表 10－1）。

表 10－1　世界主要国家的煤层气资源量

国　　家	煤层气资源量（$\times10^{12}m^3$）
俄罗斯	17～113.3
美国	11.3～24
中国	33.8
加拿大	20
澳大利亚	6.23
德国	2.8
英国	1.7
哈萨克斯坦	1.1
波兰	2.8
印度	0.8
南部非洲（南非、津巴布韦和波茨瓦纳）	0.8
乌克兰	1.7
总计	100.12～209.12

注：根据 Kuuskma 等人（1992）（除美国以外的国家数据）和 Walter 等（2002）（美国数据）整理，美国、加拿大、中国煤层气数据根据最新资料作了修正。

我国是世界煤炭大国之一，具有丰富的煤层气资源。据张新民等（2002）对煤层气的资源评价，我国煤层气资源量为 $31.46\times10^{12}m^3$，加上褐煤和小区块煤层气资源量，我国煤层气资源可达 $33.80\times10^{12}m^3$。煤层气主要分布于我国 7 个含气区 58 个含气带，分别为东部的黑吉辽区 7 个含气带、冀鲁豫皖区 11 个含气带、华南区 8 个含气带；中部的内蒙古东

部区、晋陕蒙区 11 个含气带、云贵川渝区 7 个含气带；西部的新疆北疆区 8 个含气带、南疆—甘青区 6 个含气带（图 10－1）。

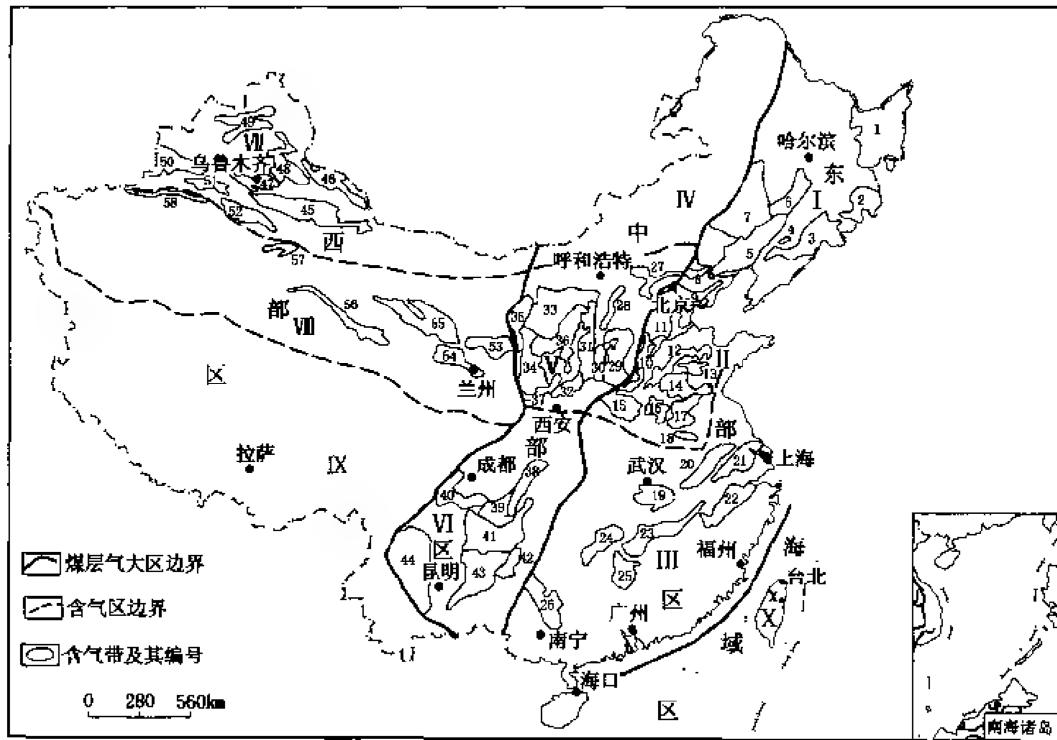


图 10－1 中国煤层气资源分区（据张新民等，2002）

Ⅰ—黑吉辽：1—三江—穆棱河；2—延边；3—浑江—辽阳；4—抚顺；5—辽西；6—松辽东部；7—松辽西南部

Ⅱ—冀鲁豫皖：8—冀北东部；9—京唐；10—太行山东麓；11—冀中平原；12—豫北鲁西北；13—鲁中；14—鲁西南；15—豫西；16—豫东；17—徐淮；18—淮南

Ⅲ—华南：19—鄂东南赣北；20—长江下游；21—苏浙皖边界；22—赣浙；23—萍乐；24—湘中；25—湘南；26—桂中北

Ⅳ—内蒙古东部

Ⅴ—晋陕蒙：27—冀北西部；28—大宁；29—沁水；30—霍西；31—鄂尔多斯盆地东缘；32—渭北；33—鄂尔多斯盆地北部；34—鄂尔多斯盆地西部；35—桌子山—贺兰山；36—陕北；37—黄陇

Ⅵ—云贵川渝：38—华蓥山；39—永荣；40—雅乐；41—川南黔北；42—贵阳；43—六盘水；44—渡口楚雄

Ⅶ—北疆：45—吐哈；46—三塘—淖毛；47—准噶尔南；48—准噶尔东；49—准噶尔北；50—伊犁；51—尤尔都斯；52—焉耆

Ⅷ—南疆—甘青：53—蒙甘宁边界；54—西宁—兰州；55—河西走廊；56—柴达木；57—塔里木东；58—塔里木北

2. 油页岩

油页岩也是世界非常规油气资源丰富的矿产之一，主要分布于美国、俄罗斯、中国、扎伊尔、巴西、加拿大、爱沙尼亚、澳大利亚等国家。据美国能源部能源信息署对 33 个国家油页岩资源统计，若将其折算成页岩油，远景资源可以达到 4110×10^8t。

据最新估算我国油页岩资源量为 10159.6×10^8 t，折算页岩油总资源量为 541.05×10^8 t。油页岩资源在我国分布广泛，分布于吉林、新疆、广东等多个省（图 10－2）。油页岩绝大多数探明储量集中在东北和中南地区，其中吉林、广东、辽宁、海南分别占全国储量的 55.5%、17.2%、11.6%和 7.8%（张杰等，2003）。发育层位主要在古近－新近系，白垩系、侏罗系和三叠系也有不同程度的发育。油页岩的含油率 3.5%～20%，资源量还是以低含油率（含油率 3.5%～5%）居多，其页岩油占总量的 72%。高含油率油页岩分布在辽宁抚顺、广东茂名、吉林桦甸，含油率分别为 5%～8%、6%～8%、6%～12%。

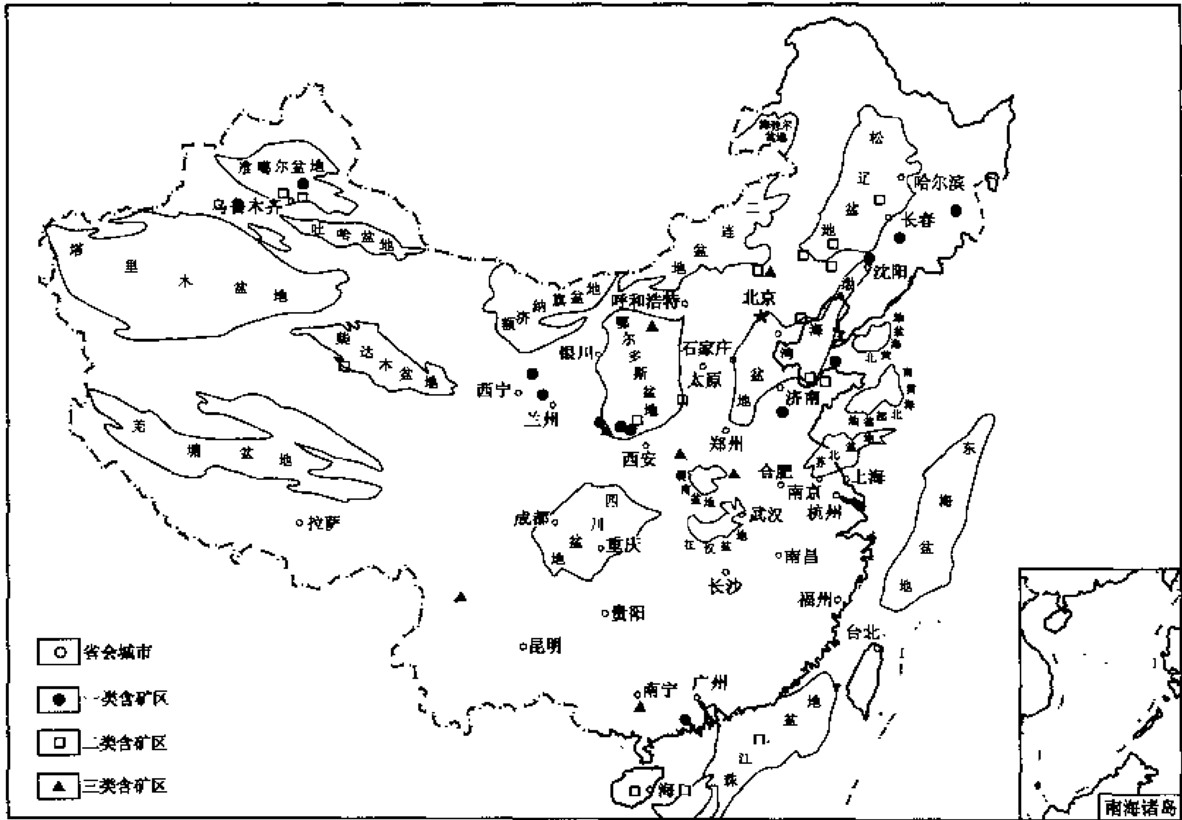


图 10－2　全国油页岩分布图

3. 油砂

油砂矿资源占全球烃类能源的比重也在不断增大。目前，世界上油砂油可采资源量约为 6510×10^8 bbl（1035.1×10^8 m^3），约占世界油气资源可采总量的 32%。世界上油砂丰富的国家有：加拿大、原苏联、委内瑞拉、尼日利亚和美国。其中加拿大居首位，前苏联地区位居第二，美国、委内瑞拉和尼日利亚油砂资源也很丰富。

我国对油砂的研究和资源估算刚刚起步，据目前的地质调查和研究，油砂在我国西部、东北、中部、南方均有分布（图 10－3），总资源量约有 93.96×10^8 t，主要分布于我国西部准噶尔盆地、塔里木盆地，其次是南方地区。

4. 天然气水合物

天然气水合物在世界多处有所发现（图 10－4），自 20 世纪 70 年代以来，许多学者对

全球海洋和陆地上水合物的资源量进行了预测，由于各自对实际资料的掌握程度以及评价方法的差异，预测结果相差较大。Soloviev（2002）保守的估算，北冰洋海区、南极洲海区、大西洋、太平洋和印度洋海洋中水合物的气体总量为 $180\times10^{12}m^3$。

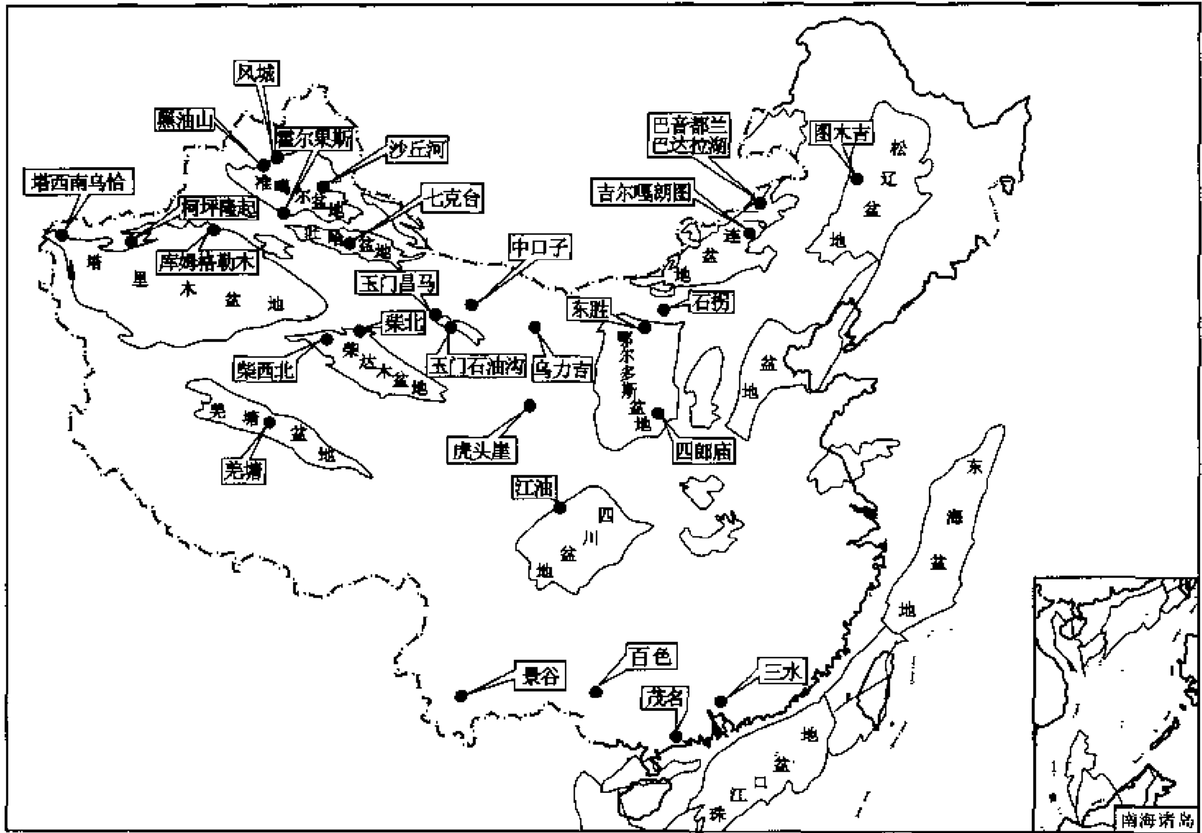


图 10－3　全国油砂资源分布图

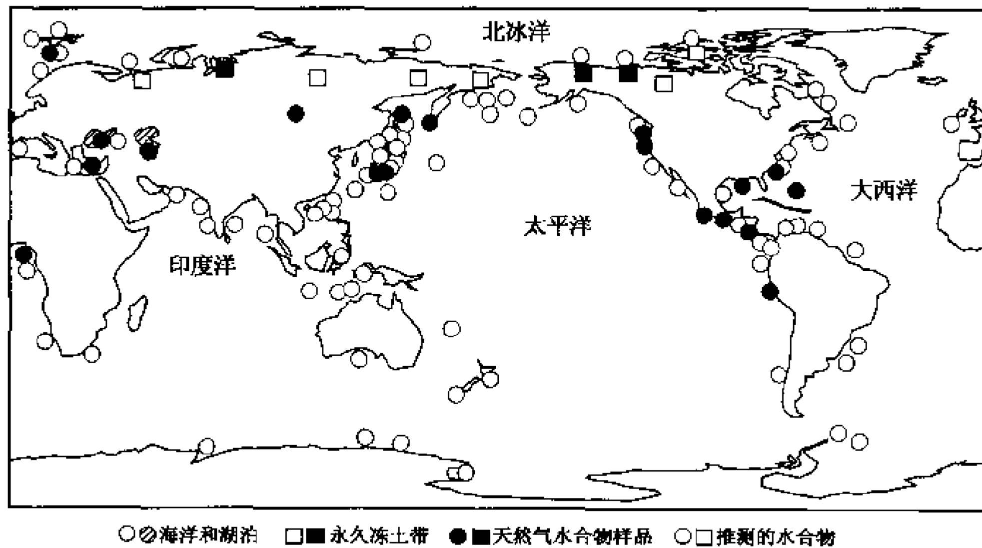


图 10－4　世界天然气水合物分布图（据 Matsumoto，2003）

我国目前已经开展天然气水合物调查，主要在我国海域。广州海洋地质调查局利用蒙特卡罗法对我国海洋和陆地水合物资源量重新作了估算，南海海域东沙、神狐、西沙、琼东南等10个远景区块天然气水合物资源总量约为$64.97\times10^{12}m^3$；东海海域冲绳海槽盆地水合物资源量约为$3.38\times10^{12}m^3$；陆上青藏高原和东北冻土带的水合物资源量分别为$12.50\times10^{12}m^3$和$2.80\times10^{12}m^3$。我国天然气水合物资源总量最有可能的预测值为$83.66\times10^{12}m^3$。

三、非常规油气勘探开发现状

能源需求的日益增长，促使一些国家如美国、加拿大、俄罗斯等都开始重视非常规油气资源的勘探与开发，采取各种优惠政策鼓励这种资源的勘探活动。在以上四种非常规油气资源中，煤层气和油砂的勘探开发已取得了显著的成效，油页岩也得到了不同程度的利用。

1. 煤层气

美国是最早进行煤层气开发利用的国家，煤层气工业起步于20世纪70年代，阿莫科1Cahn井是第一口位于圣胡安盆地的煤层气井。到80年代，随着裸眼洞穴完井技术和空气钻井技术的形成和发展，美国实现了大规模的商业开发，煤层气的产量增长速度快，从1980年的年产不足$1\times10^8m^3$到1990年年产$100\times10^8m^3$，90年代初期稳产在$200\times10^8m^3$，2002年年产$450\times10^8m^3$，占美国天然气当年产量的约7.9%。美国圣胡安盆地、粉河盆地和黑勇士盆地是美国煤层气主要产区。澳大利亚借鉴美国的成功经验，也开展煤层气的勘探和试验，取得一定的成效。此外，捷克、波兰、比利时、英国、俄罗斯、加拿大等国也都开展煤层气的勘探开发试验。

我国煤层气勘探开发主要经历以下三个阶段。

(1) 矿井瓦斯抽放发展阶段（1952—1989）

1952年在抚顺矿务局龙凤矿建立起瓦斯抽放站，此后至1989年我国煤层气勘探开发主要进行井下瓦斯抽放及利用、煤的吸附性能和煤层气含量测定工作。

(2) 现代煤层气技术引进阶段（1989—1995）

国家“八五”攻关和地方企业、全球环境基金（GEF）资助设立了多个煤层气的研究项目，并在河北大城、山西柳林进行了煤层气的勘探试验。同时，许多外国公司也纷纷出资在我国进行煤层气风险勘探。在这段时间，我国引进了煤层气专用测试设备和应用软件，使我国在煤层气资源评价、储层测试技术、开采技术等方面取得了较大的发展。

(3) 煤层气产业逐渐形成发展阶段（1996—当前）

为了加快我国煤层气开发，我国成立了中联煤层气有限责任公司。“九五”和“十五”国家科技攻关都设立了煤层气研究和试验项目，同期国家计委设立了“中国煤层气资源评价”国家一类地质勘探项目。2002年国家973计划设立了“中国煤层气成藏机制及经济开采基础研究”项目。政府的重视使我国煤层气产业得到进一步发展。

目前，我国施工煤层气井270余口，共有31个区块进行过不同程度的试验，主要集中在华北、东北和华南聚气区，建成煤层气井组12个，探明煤层气地质储量$1023\times10^8m^3$。

2. 油页岩

油页岩的开发和利用已有近200年历史，爱沙尼亚、俄罗斯、巴西、德国等国受到油价影响，对油页岩的开发利用出现较大的波动性。1940—1980年油页岩利用率有快速增长的趋势，而自1980年以来，由于石油被大量的发现和开发，油价大幅下降，油页岩利用率趋于下降。而90年代以来，随着世界能源消费量的猛增，能源消费呈多元化趋势，加之油页岩综合利用的发展，使油页岩的利用率又有增长的趋势。目前油页岩69%用于发电（含供热），25%用于提取页岩油，仅有6%用于化工和其他用途，可见其综合应用潜力巨大。

中国开发利用油页岩已有70多年的历史，主要是提炼页岩油、制煤气以及作为燃料直接燃烧，尤其在页岩油的提炼方面积累了丰富成熟的技术经验，然而在综合利用方面经验不足。

3. 油砂

加拿大是拥有商业产量的国家，油砂主要产于艾尔伯塔盆地的阿萨巴斯卡，1997年，加拿大约有20%的原油产量来自油沙；2001超过常规油产量；2002年持续增长，合成油和沥青产量占艾尔伯塔总原油供给的48%，预计到了2012年将上升到77%。可见油砂在世界能源供给中起着举足轻重的作用。

我国对油砂的勘探还处于调查阶段。20世纪90年代以来，新疆石油管理局与中国石油大学（北京）合作对准噶尔盆地西北缘油砂的分布进行过初步调查。青海石油管理局与中国地质大学（武汉）合作，对青海柴达木盆地西北的油砂山出露油砂的开采可行性进行了初步研究。

2004—2005年，中国石油廊坊分院对准噶尔、柴达木、鄂尔多斯、四川、塔里木、吐哈、二连、酒泉、昌马、呼北、银根—额济纳旗等盆地出露的油砂矿开展地质概查工作，同时开展了油砂的分离实验。中国石化和吉林大学分别对中国石化矿区和南方地区的油砂进行了初步评价。

4. 天然气水合物

世界上首次发现天然气水合物是20世纪60年代在俄罗斯西西伯利亚冻土带下面的沉积物中。80年代以来，在各国政府的高度重视下，天然气水合物的研究得到快速发展，美、日、俄、加、英、德、挪、法、印、澳和乌克兰（在里海）等国及欧盟均相继投入巨资进行海洋天然气水合物调查研究，对其物化性质、产出条件、分布规律、勘查技术、开采工艺、经济评价及开采可能造成的环境影响等进行了系统研究。

我国从80年代开始，国土资源部、中国科学院、教育部等单位的科学家进行国外天然气水合物的调研，并在国家基金委、大洋协会、863计划等领域资助下，开展了天然气水合物的合成实验、调查方法、成矿条件、成藏机理及成矿远景预测等多方面的前期预研究，在天然气水合物的合成实验等个别领域取得了一些初步认识和阶段性成果。2002年国家设立了“我国海域天然气水合物资源调查与评价”国家专项研究，同时开展国际合作。专项实施五年，重点开展了南海北部陆坡西沙海槽、神狐、东沙及琼东南海域的天然气水合物资源调查与评价，在南海北部陆坡的西沙海槽、神狐和东沙群岛区发现了天然气水合物存在的地质、地球物理和地球化学等一系列异常标志，初步圈定了天然气水合物存在的综合

异常区分布范围，预测了天然气水合物的分布范围、厚度、资源量及其下部天然气（游离气）含量，了解了南海北部陆坡调查区的天然气水合物资源潜力及其分布情况，为实施钻探验证，直接获取天然气水合物提供了目标靶区。

第二节 中国煤层气资源及成藏特征

自20世纪80年代以来，我国煤层气进行了多轮资源评估，目前不同单位和研究者对煤层气资源量估算结果总体相近。高煤阶煤层气是我国煤层气的一个典型特征，煤层气的富集和分布特征除受煤岩本身吸附性能影响外，还受到上覆地层、构造、水文地质条件等因素的影响，同时由于高低煤阶在地质条件上的差异性，其煤层气富集的主探因素也有所不同。

一、煤层气资源评价方法及评价结果

1. 资源评价方法

（1）地质资源量计算

国内外煤层气资源评价方法基本相同，资源量计算的方法较多，主要有：体积法、类比法、气藏数值模拟法、产量递减法、物质平衡法等，目前比较常用的方法是体积法。

体积法计算过程简单，操作便捷，数据来源渠道多，因此，是国内外学者普遍用于煤层气资源量计算的一种方法，其计算公式为：

$$G = A \cdot H \cdot D \cdot C$$

式中 G——煤层气地质资源量，m^3；

A——含煤面积，m^2；

H——煤层厚度，m；

D——煤的密度，t/m^3；

C——煤层气含量，m^3/t。

如果已知计算范围内的煤炭储量值（M，单位t），则上述公式可简化为：

$$G = M \cdot C$$

（2）可采资源量计算

1）我国重点含煤盆地可采资源量计算。张新民等（2005）在计算沁水盆地和鄂尔多斯盆地未进行过煤层气勘探开发的富气带采用损失分析法进行计算，计算公式：

$$G_{TG} = G_{IP} \cdot E_R \cdot (1 - C_h) \cdot (1 - C_a)$$

式中 G_{TG}——技术可采资源量，m^3；

G_{IP}——原始地质资源量，m^3；

E_R——采收率，%；

C_h——厚度损失，%；

C_a——面积损失，%。

可采资源量在现有原始地质资源量的基础上，确定采收率、厚度损失、面积损失三个

参数。采收率是指在现有的经济、技术条件下，从某一气藏中采出的煤层气资源量与原始地质资源量之比。厚度损失是指煤层气资源/储量计算块段范围内，参与煤层气地质资源量计算的煤层（即所有厚度大于0.5或0.7m的煤层）中，由于地质或技术原因而没有（不能）进行完井而不生产气的煤层，不参与煤层气技术可采资源量计算，被视为厚度损失；面积损失是指在煤层气资源量评价单元内，由于煤层气的质量（气含量与成分）、资源规模、地形条件等因素，不适合进行工业性煤层气开发的地带内的煤层气量，不宜计算煤层气技术可采资源量的部分的资源损失。

对于进行过煤层气勘探开发的富气区（带），采用煤层气藏数值模拟方法计算煤层气技术可采资源量。即以气藏数值模拟为手段，计算评价目标区内所有预计要施工的煤层气井的估计最终可采量（EUR）。包括7个步骤：煤层气富集区带的基本特征分析；煤层气资源量计算块段划分与描述；确定块段的网格数量；筛选块段的典型煤层气生产井；建立煤层气储层模型、计算EUR；建立EUR的概率分布；标定煤层气技术可采资源量。

2）其他含气带可采资源量计算方法。目前，除了沁水盆地、鄂尔多斯盆地的含气带进行过可采资源量计算外，其他绝大多数盆地都没有进行可采资源量的计算，因此，以上三个参数难于把握。其他盆地可采资源量的计算采用下式：

$$G_{TG} = G_{IP} \cdot E_{可采}$$

式中 G_{TG}——技术可采资源量，m^3；

G_{IP}——原始地质资源量，m^3；

$E_{可采}$——可采系数，%。

由于我国大部分地区煤层气勘探程度很低，在确定可采系数时主要通过类比法。通过地质条件对比，与现有技术可采资源量的区块进行类比，从而确定可采系数。可采系数是把采收率、厚度损失和面积损失一并考虑进去。

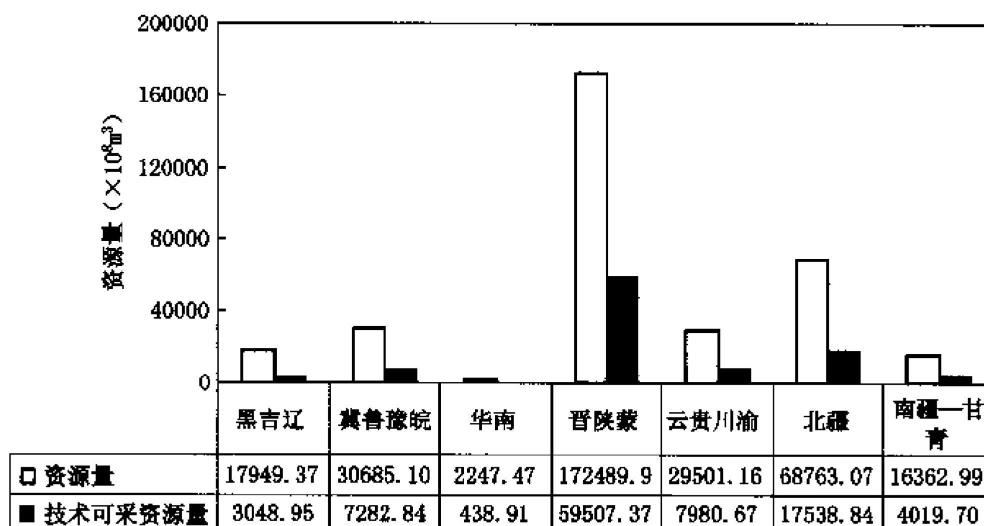
2. 资源评价结果

据张新民等（2002）进行的煤层气计算，参加煤层气资源量计算的煤炭资源量为 39729.18×10^8t，占71%，但褐煤和一些小区块煤炭资源未参与煤层气资源的计算。我国煤炭资源按煤阶分，褐煤有 3194.38×10^8t，占5.7%，主要分布于东北赋煤区的大兴安岭以西的白垩纪含煤地层和全国古近—新近纪含煤地层。东北、华北、华南等部分小区块煤炭预测资源量为 1520.27×10^8t。综合以上，煤层气资源量估算中采用的煤炭资源量总计应为 44443.83×10^8t。

考虑褐煤及小区块煤层气资源量，估算全国煤层气总资源量将达到 337999.08×10^8 m^3，煤层气总可采资源量约为 $9.98\times10^{12}m^3$。

煤层气主要分布于7个含气区，其中晋陕蒙含气区资源最丰富，总资源量为 $17.25\times10^{12}m^3$，技术可采资源量为 $5.95\times10^{12}m^3$。其次是北疆含气区，资源量为 $6.88\times10^{12}m^3$，技术可采资源量为 $1.75\times10^{12}m^3$。冀鲁豫皖、云贵川渝含气区资源量相近，黑吉辽含气区资源量较小（图10－5）。

按煤层气含气带，煤层气资源量在各个含气带的分布也差别较大，资源最多的是鄂尔多斯盆地北部含气带和沁水含气带，煤层气资源分别为 $5.58\times10^{12}m^3$ 和 $5.52\times10^{12}m^3$，其次是吐哈含气带，资源量为 $2.63\times10^{12}m^3$；资源量最小的是滇西含气带，只有 $6.28\times10^8m^3$，

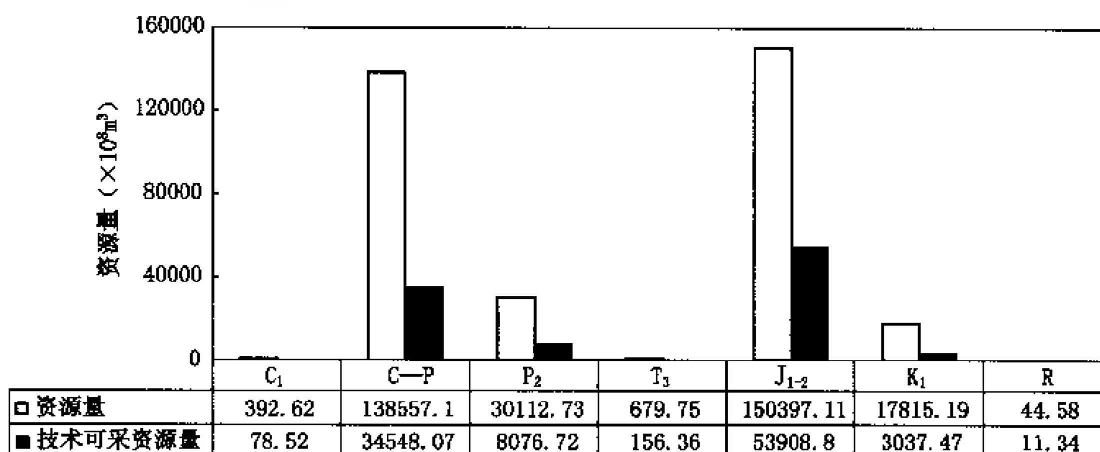


	黑吉辽	冀鲁豫皖	华南	晋陕蒙	云贵川渝	北疆	南疆—甘青
□ 资源量	17949.37	30685.10	2247.47	172489.9	29501.16	68763.07	16362.99
■ 技术可采资源量	3048.95	7282.84	438.91	59507.37	7980.67	17538.84	4019.70

图 10－5　我国 7 个含气区煤层气资源量分布

与鄂尔多斯等相差很大。计算资源量的含气带中，煤层气资源量大于 $1\times10^{12}m^3$的含气带有 9 个，即鄂尔多斯盆地北部、东缘和西部、沁水、吐哈、六盆水、准东、伊利和川南黔北。

通过对煤层气不同层位资源量的统计，煤层气资源主要分布于侏罗系和石炭—二叠系中。中下侏罗统煤层气资源量为 $15.04\times10^{12}m^3$；技术可采资源量为 $5.39\times10^{12}m^3$。石炭—二叠系资源量为 $13.86\times10^{12}m^3$；技术可采资源量为 $3.45\times10^{12}m^3$。其他层系资源量较小（图 10－6）。造成两大层位资源量集中的原因主要与两大成煤期有关，层位分布与两大成煤期（C—P、J_1—J_2）具有明显的对应。



	C_1	C—P	P_2	T_3	J_{1-2}	K_1	R
□ 资源量	392.62	138557.1	30112.73	679.75	150397.11	17815.19	44.58
■ 技术可采资源量	78.52	34548.07	8076.72	156.36	53908.8	3037.47	11.34

图 10－6　我国不同层位煤层气资源量分布

从深度上看，300～1000m、1000～1500m、1500～2000m 深度段地质资源量分别占 30%、32%和 38%，1500～2000m 深度段资源量较大（图 10－7）。

二、煤层气藏形成的主控因素

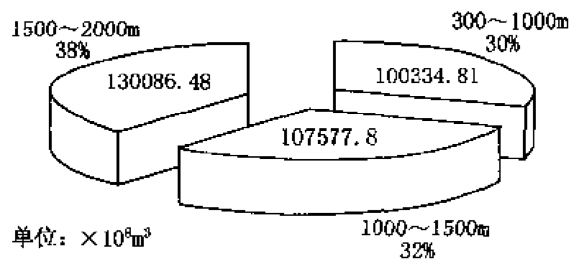


图10－7　我国不同深度段煤层气资源量分布

1. 煤吸附特征

煤层气基本以吸附气的形式赋存于煤层中，因此煤所具有的吸附性是煤层气藏的一个比较重要的特点。煤层所具有的吸附作用主要为物理吸附，针对不同条件下吸附特征不同研究者提出了不同的数学模型：单分子层吸附的 Langmuir（兰氏）方程、多分子层吸附的 BET 方程、统计势动力学的多相吸附模型。在目前发现的煤层气藏的温度压力条件下，煤的吸附一般遵从 Langmuir 方程，这也是目前应用最广的等温吸附方程。其基本假设条件是：吸附平衡是动态平衡，固体表面是均匀的，被吸附分子间无相互作用力，吸附作用仅形成单分子层。其数学表达式：

$$V=\frac{V_L \cdot P}{P_L+P}$$

式中　V——吸附量，cm^3/g；

P——平衡气体压力，MPa；

V_L——兰氏体积，cm^3/g；

P_L——兰氏压力，代表吸附量达到兰氏体积一半时所对应的平衡气体压力，MPa。

煤的吸附能力取决于煤的兰氏体积，具有高兰氏体积的煤体更有利于煤层气的吸附。而影响煤层吸附能力的因素是多方面的，内在的因素有煤岩类型、煤的变质程度、微孔隙，外在的因素有温度、压力、气体组分和煤的含水性等。

研究表明，在相同温度压力条件下，煤的吸附量随着煤的变质程度增加而增大，这点在国内外含煤盆地的煤岩吸附性实验都得到说明，如美国皮申斯盆地红山单元1DS32－2井中卡米奥煤层的含气量与R_o成正比，R_o为1.19％时含气量为7.48m^3/t，R_o为1.27％时含气量达到了11.86m^3/t。从我国不同煤阶的煤的吸附常数可见，从褐煤至无烟煤，兰氏体积是逐渐增大的，从12.17 cm^3/g到43.49cm^3/g（张建博，2001）。沁水盆地在晋城、阳泉等地区高煤阶煤吸附量比霍州、古交等地区低煤阶煤具有更高的吸附量，如晋城R_o为5.29％的煤岩等温吸附5～15MPa压力下吸附量为35～40m^3/t，而霍州R_o为0.95％的煤岩在相同温压下吸附量只有10～15m^3/t。

实验表明，温度对煤的吸附能力也有影响。同一煤样在相同压力条件下，温度越高，煤的吸附能力越低。从不同煤级对比看，温度对高煤级煤吸附量的影响更强烈一些（张新民等，2002）。此外含水等对煤层的吸附性也有明显的影响，高压、低温和煤岩含水量小有利于煤层气的吸附。

由上可见，煤层气藏的储层含气量受到多种因素的影响，在评价煤层气储集条件时要全面考虑，才能较客观地评价出较有利的储层。

2. 煤层气富集主控因素

煤层气大部分以吸附气的形式存在于煤层中，煤的含气量除受煤本身吸附性能影响外，

还受到上覆地层、水文和构造条件等因素的影响。

(1) 构造热事件控制了我国高煤阶煤层气藏形成和分布

中国高煤阶资源量丰富，据中国石油“九五”评价结果：赋存于我国贫煤和无烟煤煤层中的煤层气资源量达 $3.58\times10^{12}m^3$，占全国煤层气资源总量的近七分之一，而且煤层含气量普遍较高，资源丰度高，是煤层气勘探的最有利煤级之一。无论是在华北、华南，还是在西北和东北地区，我国高煤阶煤的形成无一例外是在岩浆活动或地热异常等热事件作用下形成的，一般都经历了一到两个生气高峰，并且在异常高的古地温场下发生的二次生气作用生气量巨大，为煤层气的赋集成藏提供了强大的气源。而且由于岩浆的侵入，还极大地改善了煤层的渗透性，加上生烃史和构造史的良好配置，我国高煤阶煤层的含气性普遍较好，含气饱和度较高。

(2) 水动力条件控制了煤层气的富集和分布

地下水对煤层气的影响主要表现在两个方面：一是水驱动作用对煤层气富集和分布的影响；二是地下水的水溶作用对煤层气含气量变化的影响。水动力条件强的地区，不仅煤层气含量降低，煤层气天然气碳同位素变轻的程度也较大；水动力较弱的地区，如晋城南部，不仅煤层气的含量很高，天然气碳同位素变轻的程度也较小。如沁水盆地是一个大型复向斜，盆地内部向斜部位石炭—二叠系水文地质条件为弱交替-滞流环境，在下倾方向水交替弱，有利于煤层气的保存，煤层含气量高，一般在 $13\sim23m^3/t$，有的井含气量可高达 $30m^3/t$ 以上。

鄂尔多斯盆地东部和沁水盆地晋城地区上、下煤组水动力强弱不同，煤的含气量与煤层气甲烷碳同位素值也往往不同，下煤组水动力相对较强，煤层气含量比较低（图 10-8），煤层气天然气碳同位素值也往往比上煤组轻。根据上述现象，流动的地下水和煤层气中游离气和吸附气的不断交换作用是使煤层气甲烷碳同位素变轻和含气量降低的根本原因，交换过程中水溶作用不仅改变了甲烷碳同位素，同时也使得煤层气含量发生变化。从沁水盆地南部和开平向斜、王营井田看，在平面上，地下水动力条件强的地区含气量低。水动力弱的地区含气量高；纵向上，地下水动力强的煤层含气量相对较低。在中国的华北地区，下部太原组煤系的水动力条件比上部的下二叠统水动力条件要强，这一观点已被大家所共识。在煤矿生产实践上，地下水活跃地区则瓦斯涌出量小。

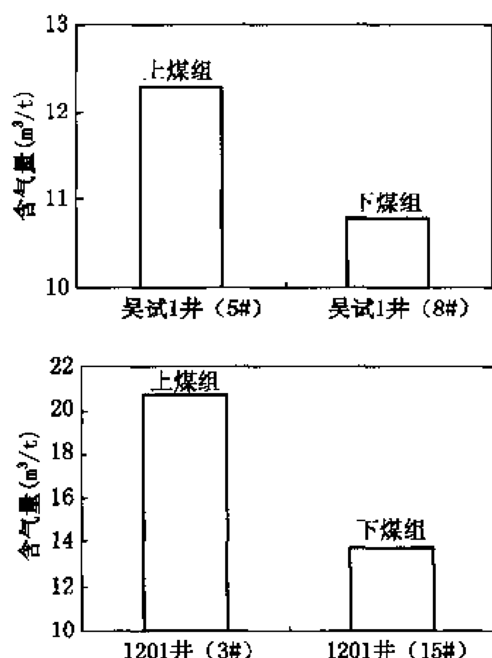


图 10-8 鄂尔多斯（上）和沁水盆地（下）不同水动力条件下含气量对比

(3) 上覆地层控制了煤层气富集和分布

上覆地层对常规气藏的保存相当重要，是因为常规气藏天然气主要是以游离气和水溶气的形式赋存。而煤层气尽管多数为吸附态气体，但仍存在少量的游离气和水溶气。这三者在煤层中也存在平衡

状态，有较多的游离气被保存下来，同样对维持煤层气的最大吸附量和压力有重要的作用，因此上覆地层对煤层气的保存虽然没有常规气藏直接和明显，但也是煤层气藏保存的主要因素之一。如我国沁水盆地晋试1井、晋试4井3号煤层含气量高于25m³/t，主要得益于其上覆有一套泥岩，厚度达50～70m；而晋试3井3号煤层上覆盖层则主要是砂、泥岩互层为主，盖层厚度仅20m，其含气量却明显比晋试1井、晋试4井要低，为17.1m³/t。

从煤层自生自储的特点上看，煤层要有足够大的含气量，除了上覆有较好的盖层以外，下伏的地层也是重要的，理论上煤层气藏最理想的保存条件是煤层处于一个封闭体系中。如果上覆盖层好，而其下是一套渗透性岩层，则煤层生成的气体由于烃浓度差的作用而往下伏渗透层扩散，使煤层气散失而影响到煤层气的吸附量。目前在我国煤层气区如沁水盆地南部、鄂尔多斯大宁地区等，明显存在同一煤层相近深度条件下煤层气顶底板岩性不同而导致含气量差异的现象。

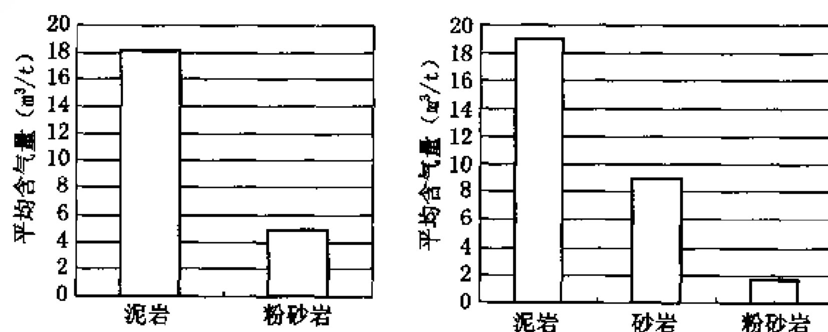


图10-9 沁水盆地3号煤层顶板（左）和底板（右）岩性与含气量

（4）煤层气在向斜构造中富集成藏规律

含煤盆地或富集区带的煤层气赋存具有这样的现象或特征：随埋深增加，含气量一般具有增加的趋势；无论新、老盆地含煤多为向斜或复式向斜，轴部一般埋藏较深，含气量较高。如沁水盆地剖面形态上为一个完整的复式向斜盆地，存在一种维持向斜核部高势区的地质机制。经研究表明，沁水盆地向斜部位含气量明显高于两翼，存在向斜富气这一明显的规律，无论是在沁水盆地的东北缘，还是在沁水盆地东南缘晋城地区都普遍存在这种现象，如图10-10、图10-11所示。另外在其他煤田或二级构造带也都有相似的规律，比如美国的圣胡安盆地无论考虑到煤阶的影响与否，在向斜的核部，煤层含气量都较高。

煤层气储存在煤层中的机理，主要是靠地层压力吸附在煤基质中。所以在特定的地质条件下，对于一定煤阶的煤层，只要能维持一定的地层压力，煤层气就可以吸附在煤层中，煤层气富集于地层高压区。含煤盆地中主要地质构造形态只有两种，即向斜和背斜。地质构造中的向斜具有天然维持地层压力的机制，具体表现在：向斜一般具有地层水的向心流动机制，在向斜核部维持较高的地层压力系统；一般向斜核部断裂、裂隙不发育，煤层气被水动力溶解、冲洗作用弱；一般向斜上覆地层厚度较大，利于维持地层压力。复式向斜中由于存在多个背、向斜褶曲易于形成低渗带，进一步减缓地层水流动，更有利于维持地层压力。

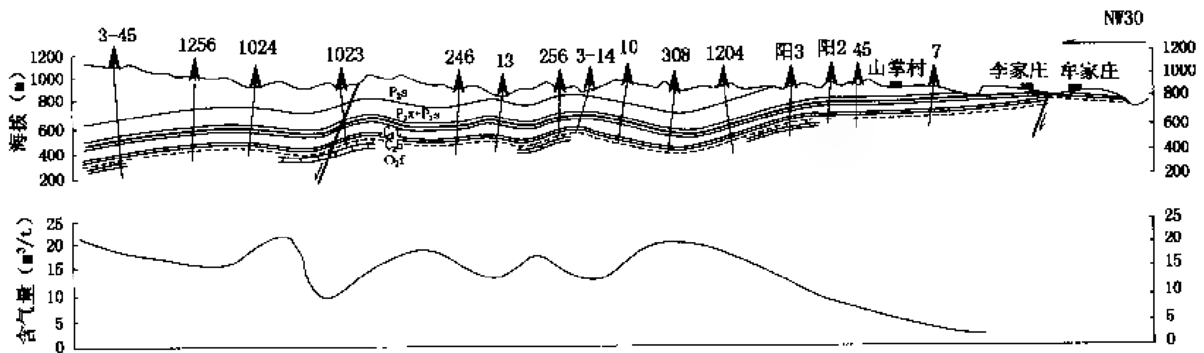


图 10－10　沁水盆地东北缘阳泉地区地质构造形态与 3 号煤含气量关系图

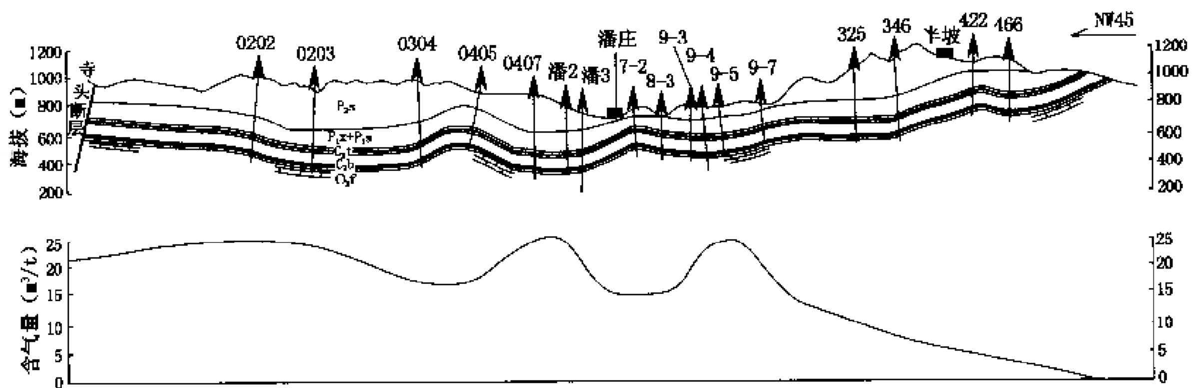


图 10－11　沁水盆地东南缘晋城地区地质构造形态与 3 号煤含气量关系图

3. 高低煤阶差异性对比

高低煤阶煤层气藏在煤储层的物性、吸附能力、水文地质条件影响和成藏过程等方面具有不同的特点。

高低煤阶煤储层物性差异性：煤储层的储集空间包括了裂缝和孔隙，高阶煤以割理—裂隙型为主，低阶煤以基质型为主，两者随着压力的变化在渗透率和成藏方面的机理上也不同，前者随着压力的增大渗透度增大，后者随着压力增大渗透率减小。

高低煤阶煤吸附能力的差异性：根据煤的吸附能力随煤阶增加的变化速率可区分出四个阶段：阶段 I，镜质组反射率在小于 1.3%范围内时，煤的兰氏体积随着煤化程度的加深迅速增加，是整个演化过程中吸附能力变化速率最快的阶段；阶段 II，镜质组反射率在 1.3%～2.5%范围内时，煤的兰氏体积随着煤化程度的加深而增加，速率比阶段 I 有所降低；阶段 III，在镜质组反射率达到 2.5%～4.0%时，煤的兰氏体积达到最大值，该阶段煤的吸附能力整体处于最强阶段，变化速率最小；阶段 IV，镜质组反射率超过 4.0%时，兰氏体积随着煤化程度的加深迅速下降。煤化作用对煤的吸附能力的影响存在于三个方面：煤层气储存空间，即煤的基质孔隙和比表面积；影响煤的化学成分、分子结构，进而影响煤的亲天然气能力；影响平衡水分含量，从而影响煤层气赋存空间。

水文地质条件对高低煤阶煤层气成藏控制的差异性：褐煤吸附量低，矿化度越高吸附

量越低，含气量越小，地质历史时期，矿化度不断增大，矿化度高造成吸附能力降低，含气饱和度增大，气体大量解吸散失。高矿化度对高变质煤，预示着良好的保存条件，代表着水力交替作用弱，煤层气含气量高。总体而言，高煤阶高矿化度具成藏优势，低煤阶高矿化度具成藏劣势。

高低煤阶煤层气藏成藏过程的差异性：研究表明，低煤阶煤层气成藏历史简单，煤层形成后一般只经历了一次抬升，现今地下水的补给、运移、排泄和滞流对煤层气藏的调整和改造起决定作用；高煤阶煤层气成藏过程复杂，无论存不存在二次生烃，区域岩浆热变质作用都是高煤阶煤层气藏形成的必要条件。

4. 与常规天然气成藏对比

煤层气是一种非常规天然气。所谓非常规，即是因为煤层气在地下的赋存形式和状态不同于常规天然气，主要表现在：

1）储集机理不同。常规天然气是以游离状态储集在储层的孔隙空间之中，在气源充足的情况下，其聚集量主要与孔隙空间的大小有关，煤层气则以吸附状态赋存在孔隙内的表面之上（Ruppel 等，1972；Yang 等，1985；刘洪林等，2000），其聚集量与煤层的吸附性密切相关（关德师等，1996；钱凯等，1997；苏现波等，2001）。

2）成藏过程不同。常规天然气由气源岩生成后，经过一定距离的一次运移和二次运移在储层中聚集成藏（李明诚等，1987），天然气运移方向受流体动力场控制，即天然气主要是在浮力和流体压力的驱使下进行运移（郝石生等，1994；宋岩等，2002），煤层气由煤源岩生成之后直接被煤储层吸附而聚集，这种聚集不受流体动力场的控制而受温压场的影响（Ruppel 等，1972；Jolly 等，1986）。相同的煤质和煤阶的煤，随压力增大含气量增大，随温度升高含气量降低。

3）气藏边界不同。常规天然气藏有明显的气藏边界，气藏的范围及边界是由圈闭条件所决定的，并且气藏内外天然气含气是具有“有”和“无”质的变化；而煤层气藏与常规天然气藏最大的区别之一就是无明显气藏边界，只要有煤层就有煤层气的存在，在某些地质条件下，煤层气相对富集则形成煤层气藏，因此煤层气藏内外只有含气丰度的差别，而不是有气和无气的差别。

4）流体状态不同。常规天然气藏和煤层气藏都有气、水两相存在，但二者所处的状态不同：常规天然气藏主体一般是以气相为主，即储层孔隙空间被游离的气相所占据，存在少量束缚水，水主要以边水和底水的形式存在于气藏的底部或边部，具有统一的气水界面；而煤储层大的孔隙空间主体是被水所占居，水中含有一定量的溶解气，部分孔隙中存在游离气相，气藏中的大部分气体是以吸附相存在，约占 80%以上（苏现波等，1999），即煤层气藏中有吸附气、游离气和溶解气三种存在形式。

三、煤层气开采技术

煤层气开采主要涉及三方面的技术：钻井技术、完井增产技术和采出水处理技术。

1. 空气钻井

煤层气井采用空气/泡沫等非泥浆体系循环介质钻井，具有以下优点：①对煤层污染小；②钻速高，是泥浆钻井的 3～10 倍；③钻井周期短（≤500m 深的井，一般 24～48 小

时）。对煤层浸泡时间短；⑤钻井成本低，综合经济效益高。

空气钻井主要适用于以下地质条件：低压、高渗透煤层；钻井液易漏失煤层；严重水敏性煤层；空气钻井深度受压风机或气源工作压力限制，一般适用于中深井和浅井使用。

空气钻井的几种钻进技术包括：空气和泡沫钻进、干空气钻进、雾化和气水混合钻进、泡沫钻进、充气泥浆和泡沫泥浆钻进、气动潜孔锤钻进、气举（Air－lift）反循环钻进、双壁钻杆反循环中心取样钻进等。

空气钻井中常见的问题：钻遇含水层时易于坍塌；钻遇软硬地层叠合处和裂缝处，钻头沿硬地层偏移，造成井眼偏斜；必须对钻井过程进行24小时监督，以防止井筒内产生异常高压而卡钻；注意预防井下爆炸起火，当空气钻井钻遇天然气时，必须采取安全钻进措施。

实例：在粉河盆地的煤层气井上采用了空气、空气－雾化水混合物、水介质钻进，并采用裸眼完井方法。

2. 定向羽状水平井钻井完井工艺技术

尽管在煤层中应用最多的是垂直井，但水平井的应用也日趋广泛，该技术目前已在美国圣胡安盆地、西弗吉尼亚等地区应用。与垂直井相比，水平井的费用较高，因此其应用受到了一定的限制。

定向羽状水平井是指在一个主水平井眼两侧再钻出多个分支井眼作为泄气通道（图10－12），分支井筒能够穿越更多的煤层裂缝系统，最大限度地沟通裂缝通道，增加泄气面积和地层的渗透率，从而提高单井产量。为了降低成本和满足不同需要，有时在一个井场朝对称的三或四个方向各布一组水平井眼，有时还利用上下两套分支井同时开发两层煤层。用该技术开发煤层气可以大大减少常规钻井井数，减少占地面积，减少敷设地面管线费用，从而综合提高经济效益。另外，CDX公司还解决了低井底压力的技术问题，更提高了煤层气的最终采收率，也使羽状水平井的技术优势更为充分地得以发挥。但目前该技术仅在美国和澳大利亚投入了使用。

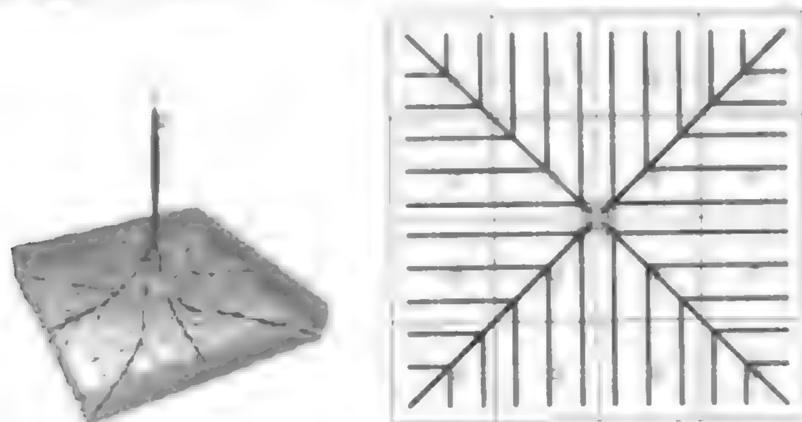


图10－12　羽状水平井的地下井网分布

定向羽状水平井适用的储层条件：①适用于较厚且分布稳定、结构完整的煤层，且需要煤阶较高、煤质较硬的地质条件；②对缺乏背斜等顶部构造、山区煤层或渗透率较低等

不适于直井方式开采的煤层，开采效果较好；③该技术不适用于孔隙度较大的高渗透煤层和夹有石灰岩层或砂岩层的较薄煤层。

实例：美国CDX公司首次将定向羽状水平井用于西弗吉尼亚进行煤层气开发，单井控制面积为4km^2，日产量达$2.8\times10^4m^3$。随后又相继在阿巴拉契亚、阿拉巴马等地区广泛采用定向羽状水平井，其单井日产气$3.4\times10^4\sim5.7\times10^4m^3$，5年采出程度达到85%。

3. 直井射孔水力压裂完井工艺技术

煤层渗透率一般较低，直井射孔压裂完井是煤层气井最为常用的完井技术。压裂液类型包括：交联凝胶液、线性凝胶液、水、泡沫、氮气等。

4. 裸眼洞穴完井

从国外的开采经验来看，在煤层渗透率大于$50\times10^{-3}\mu m^2$的高渗区，且钻井和下套管作业对近井筒处煤层伤害不严重的情况下，常采用裸眼洞穴完井技术。但对渗透率低的煤层，增产效果不明显。由于造洞穴提高了近井筒处煤层渗透率，因而能够大幅提高单井产量。工程人员分析了圣胡安盆地成功应用裸眼洞穴完井技术的经验：最小地应力较大；井底压力高；煤阶高；煤层渗透率为中—高；煤层属超压地层且具多套割理系统（Multiple cleat systems)；灰分含量低等均是重要的因素。

该完井技术的工艺原理是：将高压空气注入煤层中，当井筒压力大于井筒周边最小地应力时，形成张性裂缝（张性破裂带与最大水平应力方向平行)；然后令压力突然释放，造成剪切破坏（剪切破裂带与最大水平应力方向垂直)，煤粉落入井筒，周期性循环的钻井液将煤层微粒、气、水同时返排（Flow back)。上述过程循环数次直至形成稳定的洞穴，且井筒亦无碎屑。根据室内部分研究数据显示，张性裂缝可由井筒处延伸至30～60m（100～200ft）左右，剪切裂缝可延伸至7.5m（25ft）左右。

5. 不同钻井、完井增产技术的适用条件对比

从以上可以看出，煤层气钻井、完井技术主要是针对特殊的地质条件，从圣胡安和粉河盆地看，不同煤阶、不同构造带所采用的钻、完井方式是不同的（表10－2）。

表10－2　不同煤阶及地质条件对应的煤层气钻完井技术

煤　阶	气藏特征	适用技术	典型地区
低煤阶	煤质软，孔隙发育，渗透性好，$K>15\times10^{-3}\mu m^2$含气量低	空气（泡沫）钻井裸眼或洞穴完井	粉河盆地
中煤阶	煤质较硬，孔隙变差，割理发育，含气量较高，渗透性中等，K为$5\times10^{-3}\sim15\times10^{-3}\mu m^2$	直井大井组水力压裂	圣胡安、黑勇士
高煤阶	煤质硬、孔隙、割理不发育，渗透性较差，K为$0.5\times10^{-3}\sim5\times10^{-3}\mu m^2$吸附性好，含气量高	定向羽状水平井	中阿巴拉契亚

我国煤层气目前多采用直井配合水力压裂开采，空气钻井和泡沫钻井等在吐哈盆地进行了试验，但效果较差，空气钻井、泡沫钻井、羽状水平井、洞穴完井、裸眼洞穴完井是近期需要发展的开采技术。

第三节　油砂资源潜力及分布特征

一、油砂资源评价方法及资源潜力

1．油砂资源评价方法

目前，油砂矿资源量计算方法有多种，其中常用的方法是容积法。由于地表出露油砂的特殊性，因而重量法使用的也较多，如加拿大艾尔伯塔（Alberta）油砂矿就常采用此方法计算其沥青储量。

（1）容积法

容积法的实质是计算油层孔隙空间内的油气体积，然后用地面体积单位或重量单位表示。具体计算公式为：

$$Q=V\cdot\phi\cdot S_o\cdot\rho_o/B_{oi}$$

式中　Q——原油资源量，t；

V——油砂体积，m^3；

ϕ——油砂的孔隙度；

S_o——油砂的饱和度；

ρ_o——地面脱气原油的密度，t/ m^3，通常用 g/cm^3；

B_{oi}——地下原油平均体积系数（无因次）。

地下原油平均体积系数 B_{oi} 的取值，对于已埋藏较浅的油砂，则可取1.0（无因次），否则按实测值计算。

需要指出的是，容积法计算资源量的精度取决于地质的研究程度，在系统的地质研究和分析测试基础上，尽量搞清各种参数的各油砂层的分布，多层的可逐个地对每一单层的资源量进行计算，最后累加即为整个油砂矿的资源量。

（2）重量法

重量法是根据油砂中原油的重量百分含量进行资源量计算的方法。具体计算公式如下：

$$Q=V\cdot\rho_s\cdot w_{Rate}$$

式中　Q——原油资源量，t；

V——油砂体积，m^3；

ρ_s——油砂密度，t/m^3，通常用 g/cm^3；

w_{Rate}——油砂中原油重量百分含量，小数。

同样，存在多层油砂时，可使用上述公式对每一油砂单层进行计算，然后累加获得总的油砂资源量。

（3）油砂可采资源量计算方法

计算可采资源量前必须先确定出油砂矿适用的开采方法，因为不同的开采方法采收率相差太大，如采用露天开采则采收率超过90%，而采用地下常规开采方法的油砂采收率一般不会超过50%，因此在计算可采资源量时，开采方式显得特别重要：

可采资源量＝地质资源量×可采系数

本书主要采用重量法来计算油砂储量和资源量，在没有含油率的情况下，则采用容积法计算。当两种方法计算有冲突时，则以重量法计算的油砂资源量为准，以便于对比和评价。

2. 油砂资源评价参数

(1) 主要参数

储层物性参数：孔隙度、孔隙结构、孔隙大小和类型、渗透率。

含油性参数：含油饱和度。

原油特性参数：烃化合物组成、非烃类流体化学组成、原油黏度、密度。

有效体积参数：有效厚度、有效面积。

油砂非均质性参数：砂体几何形态、油砂隔层特征、油砂物性非均质性参数、油砂含油性非均质参数、油砂连续性参数。

埋藏深度和氧化程度指标。

资源量参数：油砂资源量——油砂地质资源量、技术可采油砂资源量；

稠油资源量——稠油地质资源量、技术可采稠油资源量。

(2) 关键参数

关键参数包括：油砂含油率 ω 和含油饱和度 S_o、油砂面积 A、油砂厚度 H、孔隙度 ϕ。

1）油砂含油率边界品位：是指圈定矿体时，对单个样品有用组分含量的最低要求，即在当前经济技术条件下，用来划分矿与非矿的最低品位。加拿大油砂含油率较高，油砂含油率边界品位定为3.5%。值得指出的是，对于加拿大的艾尔伯塔焦油砂，含油率（重量百分比）小于6%时，一般不予开采。但覆盖在较高含油率油砂层之上的低含油率部分也加以利用。因为在开采时，必须剥离这一部分。

2）最小可采厚度：矿石质量符合要求时，在目前经济技术条件下，有工业开采价值的单层矿体的最小厚度。一般情况下，小于这一厚度的矿体不能视为工业矿体。国内外通常将油砂的最小可采厚度定为1m。

3）技术可采系数：是评价单元技术可采资源量与地质资源量的比值，用百分数表示。将作为关键参数在评价过程中加以研究。

4）露天开采系数：加拿大动力和资源局认为，油砂露天开采的经济可行性取决于价格、成本和含油率，其中关键成本因素是表土的厚度和清除的工程，他们建立了表土厚度与油砂厚度比值的关系式，称为露天开采系数。

根据加拿大用SMF评价结果认为，当SMF大于5时，油砂开采在经济上是可行的（当时原油价格为18美元/桶）。并且随着原油价格的上涨，可开采的表土厚度还可增大，油砂层厚度还可减薄，SMF值还可以降低。

5）露天开采剥采比（废弃物厚度/油砂厚度）：在加拿大，对于规模较大的油砂矿露天开采剥采比要求约为1∶1～1.5∶1；对于规模较小的油砂矿约为2.5∶1～3∶1。

6）油砂矿可采系数：一般来说，加拿大阿萨巴斯卡采用露天开采法开采油砂矿，油砂中沥青（或原油）的80%～90%可以抽取出来，也就是说，可采系数能达到80%～90%。

美国矿业局研制的井筒或砂石稀砂浆开采的采矿法，经过两次先导实验，采收率均有可能达到90%以上。

7）油砂矿经济系数：油砂矿开采成本较高，因此油砂矿的经济系数与油价的关系非常密切。油价高时，油砂资源经济系数高，油价降低，油砂资源的经济系数会显著下降。

露天开采法采收率高，可达80%～90%，但成本也高。美国沥青砂研究认为，当油价低于25美元/桶时，不适合露天开采油砂矿。当油价达到45美元/桶时，约一半技术可采的沥青（原油）储量成为经济可采的储量。

而用蒸汽吞吐法，虽然原油采收率较低（20%），但当原油价格达到20美元/桶时，有40%的技术可采储量成为经济可采储量。当油价达到25美元/桶时，有50%的技术可采储量成为经济可采储量。

3. 油砂资源评价结果

2004年，根据中国石油天然气股份有限公司油砂业务发展五年规划，中国石油勘探开发研究院廊坊分院组建了地质调查队，对中国主要盆地油砂露头进行了地质调查评价，并开展了油砂分离和合成油实验，做了大量的工作，取得了显著成果。

由于对目前对可采资源量计算比较薄弱，油砂采收率的确定主要是通过和国外（加拿大）进行类比取值，露天开采的油砂，采收率一般在80%～90%，地下采集一般为15%～40%。各盆地油砂资源量计算结果如 表10-3 所示。油砂油的地质资源量为93.96×10^8t，可采资源量为39.06×10^8t。据目前的地质调查和研究，油砂在我国西部、东北、中部、南方均有分布，主要分布于我国西部准噶尔盆地、塔里木盆地、柴达木盆地和吐哈盆地，地质资源量有37.01×10^8t，其次是南方，资源量为27.48×10^8t。

表10-3　中国油砂资源统计

盆地		资源量（$\times10^4$t）						合计
		0～100m				100～500m		
		含油率（%）				含油饱和度（%）		
		<3%	3%～6%	6%～10%	>10%	<50	>50	
准噶尔	地质资源量		3700	36941			116959	157600
	可采资源量		2590	25856.7			40935.65	69382.35
塔里木	地质资源量	18791	14037			53926	36846	123600
	可采资源量	13153.7	9825.9			18874.1	12896.1	54749.8
柴达木	地质资源量	8860	5216			12694	26860	53630
	可采资源量							23681.4
鄂尔多斯	地质资源量	8250	12700			28474	23060	72484
	可采资源量	5775	8890			9965.9	8071	32701.9
四川	地质资源量						42600	42600
	可采资源量						20396.25	20396.25
吐哈	地质资源量			11620		23650		35270
	可采资源量			8134		8277.5		16411.5

续表

盆地		资源量（×10⁴t）						合计
		0～100m				100～500m		
		含油率（%）				含油饱和度（%）		
		<3%	3%～6%	6%～10%	>10%	<50	>50	
松辽	地质资源量			25197			69013	94210
	可采资源量			17637.9			24154.55	41792.45
二连	地质资源量				6813	28587		15400
	可采资源量							10780.00
南方	地质资源量							274781
	可采资源量							96173.35
其他	地质资源量							70000
	可采资源量							24500
合计	地质资源量							939575
	可采资源量							390568.85

通过2004—2005年的研究，搞清了部分盆地埋藏100m以浅的油砂资源量。

1）准噶尔：油砂主要分布于西北缘的黑油山、乌尔禾、红山嘴和白碱滩、南缘的喀拉扎和东部的沙丘河等地区。远景资源量15.76×10⁸t。

2）柴达木：主要分布于柴西和柴北缘，共有20多个油砂矿点。主要油砂点有油砂山、鱼卡、路乐河等。预测油砂远景资源量5.36×10⁸t。

3）塔里木：主要分布于塔北地区库车坳陷（主要油砂点有黑英山、巴什基奇克）和塔西南坳陷（主要油砂点有杨叶和克孜洛依），初步估算，油砂远景资源量约为12.36×10⁸t。

4）松辽盆地：油砂主要分布于盆地西斜坡，油砂，油质好，埋藏浅，含油率高，具有较好的勘探前景。预计松辽盆地油砂远景资源量为9.42×10⁸t。

5）鄂尔多斯：油砂主要分布于盆地北部和东南部。其中马厂壕、巴德马岱、吴四圪堵和四郎庙—庙湾地区油砂品质较好。初步估算其油砂远景资源可达7.25×10⁸t。

6）四川盆地：油砂分布于川西北龙门山前、川西南雅安—卢山、川东华蓥山—西山和达县一带。初步估算，油砂远景资源量约为4.26×10⁸t。

7）二连盆地：发现两处油砂矿点，巴达拉湖和吉尔嘎朗图，为白垩系，含油性较好。预计二连盆地油砂远景资源量为1.54×10⁸t。

8）中小盆地：吐哈盆地的七克台、呼北盆地的石拐、银根—额济纳旗盆地的乌力吉、酒泉盆地的石油沟和昌马盆地等均发现了油砂出露点。初步估算，油砂远景资源量约为10.53×10⁸t，其中吐哈为3.53×10⁸t。

9）南方盆地：在我国南方也发现了一些油砂点，如贵州的麻江和翁安油砂，浙江余杭油砂，云南龙街和中和油砂等，据吉林大学和中国石化估算，南方油砂资源约为27.48×10⁸t。

二、油砂分布特征及重点地区

1. 油砂分布特征及控制因素

中国具有比较丰富的油砂资源，主要分布在准噶尔、塔里木、柴达木、四川、鄂尔多斯、松辽等盆地中，具有点多、面广、层多、含油率中等、油质较好等特点，其中以西北、东北油砂矿的品质较好，南方油砂氧化程度高。

西北地区的油砂主要分布于准噶尔、柴达木和塔里木盆地中。准噶尔盆地的油砂主要分布于西北缘的黑油山（三区西）、乌尔禾—夏子街、红山嘴和白碱滩等地区，同时在南缘的霍尔果斯和东部的沙丘河也发现有油砂的分布。柴达木盆地的西北缘和北缘均发现有油砂矿的分布，其中油砂山是柴达木盆地开采条件最好的油砂矿。

四川盆地油砂主要分布于川西北龙门山前逆掩断裂带，如厚坝油砂岩和碾子坝至矿山梁的沥青脉。储层为中侏罗统上沙溪庙组下部砂岩，砂岩厚27～42m，中部10m含油好，饱和度11.2%～30.8%。

特别值得一提的是内蒙古图牧吉地区发现的优质油砂。西斜坡油砂有两套产层（嫩一组和姚家组），以嫩一组为主，主要分布于盆地西斜坡盆缘超覆带白城—富拉尔地区。油砂品质好，埋藏浅，含油率较高，具有极大的开发潜力。

根据地质和地球化学资料表明，中国油砂矿藏的形成和分布与世界其他国家基本一致，受控于新阿尔卑斯构造运动—喜马拉雅运动。中国东、西部的重油和油砂分别属于阿尔卑斯带和环太平洋带。油砂分布主要与中生代和新生代造山褶皱带有关。少数油砂是古风化壳产物，常常后期深埋并有后期生成的常规油混入。大约有70多个重油油田在12个盆地中发现，其中准噶尔盆地西北边缘蕴藏着丰富的油砂资源。这个盆地是中国大型含油盆地之一。经过多次构造运动，不但形成了各种烃类的储油构造，而且也导致了这种建造的风化和破坏，某些油藏破坏并暴露地表。根据不完全统计，在准噶尔盆地发现163处暴露地表油藏，按其表现形式可分为沥青砂、沥青丘、沥青脉、沥青包裹体、气体油藏和液体油藏等。1994年，由新疆石油管理局等单位完成的"我国新疆某地油砂性质评价及开发可行性研究报告"，除了研究和评价了准噶尔盆地西北缘油砂的分布、性质、资源及开发可行性外，并建立了测定油砂含油率和从油砂中提取重油的方法。评价结果表明：盆地西北缘油砂含油率为7.7%～9.0%，硫含量为0.45%，C_7沥青质较低。其他特性接近于加拿大阿萨巴斯卡油砂矿性质。采用热水抽提可获得80%的回收率，具有良好的露天开采条件，是21世纪重要的补充能源。

大量地质研究和事实表明，我国东部蕴藏丰富的古近—新近系重油油藏，同时在中国，中生代和古生代油砂矿广泛分布。

中国油砂地质特征与世界上其他矿藏具有共同的特征：油藏具有高孔隙度、高渗透性、年轻的地质年代、埋藏浅等特征；地层圈闭是油藏的主要圈闭类型；主要分布在盆地斜坡和超浅层，盖层结构发育，并处于盆地基底不断上升情况下。

我国油砂储层按温度特征可以分为两大类：

第一类原油运移至松散砂层胶结后形成的油砂，机械强度极低，主要含重质原油，可以用机械挖掘法直接开采，如新疆克拉玛依油砂等。

第二类是与常规油田共生的储层，受地壳构造运动断裂，整体近距离位移形成的含油砂岩层，如青海油砂沟出露含油砂岩层，其岩石有一定的机械强度，部分需要钻孔爆破法破碎。在我国还有新疆芬庆油砂露头等。

2. 重点地区

根据油砂的分布、油砂品位、资源前景和开采条件等综合分析，优选出6个有利的油砂勘探区——准噶尔盆地西北缘、柴达木盆地柴西地区、四川盆地川西龙门山前、鄂尔多斯盆地北部、松辽盆地西斜坡盆缘超覆带、塔里木柯坪隆起。这些地区油砂分布面积大、厚度较大、含油率较高，有很大的勘探前景。而准噶尔盆地西北缘、松辽西斜坡、青海油砂山和四川厚坝是目前油砂开采的现实地区。

准噶尔盆地西北缘油砂主要分布于红山嘴、三区西、白碱滩和乌尔禾地区等四个有利开采区块，其中前三个相对集中，相隔5～10km，仅乌尔禾间隔相对远，约100km。

柴西油砂山探明油砂油储量342×10^4t，其开采条件好，水、电及交通便利，是柴达木盆地开采条件最好的油砂出露区，为有利开采区。

松辽盆地西斜坡油砂有两套产层（嫩一段和姚家组），以嫩一段为主，主要分布于盆地西斜坡盆缘超覆带白城—富拉尔地区。油砂品质好，含油率高，为有利开采区。

鄂尔多斯盆地东胜北区块白垩系油气苗分布广，是油砂和浅层天然气兼探的有利地区，通过踏勘和钻井发现该区油砂露头由西向东断续分布于吴四圪堵、巴德马岱、马场壕的冲沟附近，油砂赋存于白垩系下部地层。

塔西南存在一批以新近系为产层，受断层控制的含油砂的鼻状构造。其中杨叶油砂矿含油率较高，油砂层厚，是有利的开采区，它的开采成功可以带动该区其他构造的进一步开发。

川西北龙门山前厚坝油砂厚度大，地表出露油砂分布长约15km，宽约1.3km。砂岩厚度27～42m，油砂平均厚21m，中下部10m含油最好，为细—中粒含长石石英砂岩；孔隙度约为22%；渗透率平均$10.21\times10^{-3}\mu m^2$，含油饱和度60%，为有利的开采区。

三、油砂开采技术

目前油砂的开发利用还局限于少数几个国家，其中加拿大是稠油及油砂油最大的生产国。由于油砂的性质不同，其开采方法也不一样，而且其埋藏深度不同，采用的开采方法也不完全一样。根据油砂矿的不同条件，国际上通常采用的开采方法主要有：露天开采、就地开采、巷道开采及其他开采方法。其中以露天开采及就地开采为主。

目前在加拿大艾尔伯塔省一共有26个油砂项目投入生产，其中露天开采项目7个，采用现场分离技术（IN－SITU）的项目有19个，总生产规模达到日产83×10^4bbl，占加拿大石油产量的43%。如果加上重油的产量，达到59%。预计随着加拿大传统石油资源的日益减少，油砂在加拿大能源生产中所占的比例将逐年增加。到2010年，油砂所占的比例将达到75%，传统石油所占比例将降到16%，重油将占9%。

1. 露天开采

油砂矿藏的厚度及埋深的差异决定了使用不同的开采方法。当油砂层厚度达30～45m，上面覆盖层厚度不超过100m，含油率大于8%～9%时，适合露天开采；对于埋藏较深的油

砂矿则不适于露天开采，世界范围内的油砂矿平均有10%可进行露天开采。露天开采所需的设备及费用、沥青回收率较其他方法好，技术上较为成熟，在加拿大及委内瑞拉等都已形成工业大规模开采。

油砂处理过程大致为四个环节：露天采掘油砂，重油沥青抽提，重油沥青改质和废物处理。露天开采的经济可行性主要取决于石油的价格、开采成本和油砂含油率。

随着科学技术的不断发展，目前已经开发出更为有效的开采方法。但以现有的工艺技术从油砂中生产原油成本仍然较高，约9美元/桶（中东地区开采原油成本仅2美元/桶）。在艾尔伯塔，由油砂生产的原油量已超过常规石油产量。艾尔伯塔预计到2010年时油砂原油日产量增至190×10^4bbl（9500×10^8t/a）。然而对于油砂的开发利用，目前还仅限于少数几个国家。加拿大有两家公司（Syncrude和Suncor）在进行大规模工业化生产，年开采油砂1亿多吨，用热碱水抽提，得到稠油1千多万吨，再通过焦化、加氢等方法精制，生产出汽油、柴油等，可以满足加拿大国内对油品需求的1/3，成为加拿大石油工业的一大支柱。

2. 就地开采法

对于埋藏较深的油藏（或油砂），特别是300m以深的油藏，挖掘成本很高，因此采用地面开采的方法是不可行的。就地开采包括出砂冷采、蒸汽吞吐、SAGD法、注入溶剂法、井下就地催化改质开采技术、水热裂解技术等。

（1）出砂冷采技术

出砂冷采是加拿大近年来发展起来的一项新的开采技术。对于地下具有一定流动能力的稠油油藏，出砂冷采可极大地提高油井常规采油生产能力。通常没有生产能力或产能很低的稠油油藏，出砂冷采的单井产量可达到5～15t/d，有的产量可增加几十倍。

其主要原理是在井底形成“蚯蚓洞”，扩展和“泡沫油”的流动作用。稠油出砂冷采的基本特征是一般出油为5%～10%左右。总的液固产量较为稳定，原油产量初期较低，待出砂量趋于稳定时，原油产量大幅度提高，达10～30t/d以上。

（2）蒸汽吞吐和蒸汽驱技术

蒸汽吞吐及蒸汽驱油的主要作用如下：①降低原油黏度；②高温解堵作用；③降低界面张力；④流体及岩石的热膨胀作用；⑤高温下稠油裂解，黏度降低。

蒸汽吞吐及蒸汽驱油在稠油开采中发挥了非常重要的作用，稠油开采的大部分产量是靠该方法实现的，但高温蒸汽也存在许问题，如原油采收率低、热利用效率低和油气比较低等。

（3）地下水平井及斜井蒸汽提取原油技术

为了减少油砂的开采及运输成本，对于埋藏较深的油砂矿，可采取就地热处理的方法采油。地下热开采主要有蒸汽辅助重力泻油SAGD法、热力注气体溶剂萃取技术。

水平井蒸汽辅助重力泄油技术（SAGD）是开发超稠油的一项前沿技术，其基本原理是以蒸汽作为加热介质，依靠热流体对流及热传导作用，依靠重力作用开采稠油。

水平井蒸汽辅助重力泄油技术主要有以下几个特点：①利用重力作为驱动原油的主要动力；②采收率高；③累计油气比高；④除了大面积的页岩夹层以外，对油藏非均质性极不敏感。

(4) 地下水平井注气体溶剂萃取稠油技术

该方法是蒸汽辅助重力泄油方法的一个发展。在 VAPEX 中，不是注蒸汽，而是注烃类气体。烃类气体主要包括乙烷、丙烷、丁烷等；注入的气体既可是一种气体，也可以是几种气体的混合物。

该工艺的主要优点是：与 SAGD 相比，VAPEX 所需设备便宜、操作简单，而且气体溶解具有选择性，只溶解在油层，不溶于水，因此适用范围广。

(5) 井下就地催化改质开采技术

在简单的热作用下有稠油可以发生减黏裂化和热裂解而改质。人们也提出了在加热处理中，向井下注人氢和可以产生氢的物质的方法。除了能溶入原油中而使原油膨胀外，H_2 能进入微小孔隙；当底层压力降低时，被压缩的气体和原油膨胀而能产生出更多的原油，并且处理过程对原油加热，由于热膨胀而降低了原油的黏度。

(6) 水热裂解开采技术

水热裂解降黏开采稠油技术，是在注入蒸汽的条件下，借助于稠油与蒸汽之间发生的化学反应，降低稠油的黏度，从而达到井下降黏开采稠油的目的。

关于稠油的水热裂解反应，最早始于加拿大，它主要用于沥青质的轻质化。20 世纪 80 年代初，Hyne、Viloria 等人采用溶液热力分解作用描述了发生在 200～300℃温度范围内的稠油与水蒸气之间发生的一系列化学反应。Hyne 及其合作者把油砂在水存在条件下加热时发生的全部变化称之为水热裂解。

(7) 火烧油层技术

火烧油层技术的原理主要是：向油层注入空气或者氧气，在一定的部位点火，使其发生燃烧，利用燃烧产生的热量将重油加热，达到将油采出的目的。我国 80 年代在新疆克拉玛依曾经进行过火烧油层开采稠油现场实验，取得了许多宝贵的经验。

3. 井下巷道开采法

当油砂埋藏较深，无法采用露天开采时，亦可以采用井下巷道开采法。

在多数情况下，使用采掘法开采油砂的步骤是：首先采用似常规法提取原油，同时达到释放层压和脱气；经过一段时间后，掘进集油巷道，利用重力泄油和热力降黏等措施采油；正常采矿法直接开采油砂。

井下巷道开采法在加拿大、德国的维泽和海德、法国的佩歇尔布龙、原苏联的雅列加和巴库、罗马尼亚的德尔纳等地区都曾采用此法开采过油砂矿。

加拿大油砂公司（OSUM）2000 年研制了大型隧道挖掘机，对油砂矿先打一个垂直竖井至油砂埋藏层底，然后在下面进行水平式挖掘，可挖 20m 直径的水平圆柱形油砂矿，每天水平进深可挖出 4.5×10^4t 油砂。并且，挖掘费用不高于露天开采。

德国维泽盐丘的西北翼深 50～500m 处有净厚总计 30～40m 的 4 层油砂，先采用常规钻井，利用重力泄油效果不佳后在 20 世纪 20 年代后开凿两个竖井，再在油砂层中掘进 70km 横断面为 2×2m 的集油巷道，巷道中每隔 0.65m 架设一副铁质支架，并衬以木板，防止油砂流人巷道；原油渗入巷道后，用专门设备将油从巷道里泵至地面；使用表面积比钻孔大多倍的集油巷道，利用重力泄油，经过 50 多年集油，总采收率达 41%。80 年代初，在集油巷道中向油砂层中钻进水平孔，并用蒸汽驱法将油砂层温度由 15℃提高到 55℃，原

油黏度下降到15℃时的十分之一，油的汇流率严格按照达西定律提高10倍。当利用重力泄油的热力降黏采油若干年后，油砂层中已完成压力释放和脱净可燃气体，在巷道泄油已经枯竭的油砂中，按正常采矿法直接开采油砂；运至地面后，这种油砂再在洗油车间将原油洗出。

在德国海德，1919年在地下55～140m的含油白垩岩中（每吨白垩岩含原油180kg），开凿两口竖井，并在深80m水平上开凿总长13100m的巷道系统，共用直接采掘法采出含油白垩土16×10^4t，运至地表后用釜蒸法500℃温度下分离出原油。

在法国佩歇尔布龙含轻质油的地下油砂层中，在20世纪20年代后共开竖井7口，掘进集油巷道400多千米，并钻了许多水平和倾斜钻孔，到50年代，累计产原油约100×10^4t。

原苏联马拉尔山的雅利加油砂，在深180m的含油砂岩（厚15～30m）中开凿竖井及集油巷道。从巷道向油砂岩层的底部至顶部打了250口长度210～260m的水平和倾斜钻孔，在5～8bar的压力下注入蒸汽和加有表面活性剂的热水。二个矿井的年产量约200×10^4t，其最终采收率约达50%。

4. 其他开采技术

(1) 地下水力开采

即应用高压水通过喷嘴喷射打碎大块油砂，将其送到地面，再以一般的抽提方法，提取油砂沥青。水可以循环使用。这种方法开采其他矿藏已较成熟，但用于开采油砂，需要试验。

(2) 核能开采

即在油砂层下面引爆一个核装置来开采油砂矿。

参考文献

关德师，牛嘉玉，郭丽娜. 1996. 中国非常规油气地质. 北京：石油工业出版社

郝石生，黄志龙，杨家琦. 1994. 天然气运聚动平衡及其应用. 北京：石油工业出版社

李明诚. 1987. 石油与天然气运移. 北京：石油工业出版社

刘洪林，王红岩，张建博. 2000. 煤层气吸附时间计算及其影响因素分析. 石油实验地质，22 (4)

牛嘉玉，刘尚奇等. 2002. 稠油资源地质与开发利用. 北京：科学出版社

牛嘉玉，洪峰. 2002. 我国非常规油气资源的勘探远景. 石油勘探与开发，29 (5)：5～7

钱凯，赵庆波，汪泽成. 1997. 煤层甲烷勘探开发理论与实验测试技术. 北京：石油工业出版社

宋岩，王毅，王震亮. 2002. 天然气运聚动力学与气藏形成. 北京：石油工业出版社

苏现波，陈江峰，孙俊民. 2001. 煤层气地质学与勘探开发. 北京：科学出版社

苏现波，刘保民. 1999. 煤层气的赋存状态及影响因素. 焦作工学院学报，18 (3)：157～160

张杰，金之钧，张金川等. 2004. 中国非常规油气资源潜力及分布. 当代石油化工，12 (10)：17～19

张新民，庄军，张遂安主编. 2002. 中国煤层气地质与资源评价. 北京：科学出版社

George W 等. 2003. 非常规油气系统的研究与应用. 海洋地质动态，19 (5)：27～28

R. Matsumoto 等著. 李学杰译. 2002. 采用孔隙水的氧同位素分馏和$\delta^{18}O$异常估算天然气水合物含量. 海洋地质，4：37～46

C. W. Bowman. 1968. Application of thermodynamics to the Athabasca Tar sands. The Can. J. of Chem. Eng., V01. 46, 479

Colin R. phillips, Nagib I. Haidar *et al*. 1985. Kinetic Models for the Thermal Cracking of Athabasca Bitumen - the Effect of the Sand Matrix, Fuel, V01.64, 678

Jan Hupka. 1987. Alex G. oblad, Diluent-assisted hot water processing of Tar Sands. AOSTRAJ. Res. , 95

Jialin Qian, *et al*. 1981. Final Report of the Technical Panel on Oil Shale and Tar Sands. Trom UNITED NATIONS GENERAL ASSEMBLY, 14

Jolly, D C, Morris, L H, and Hinsley. 1968. Investigation into the relation shipe between the methane sorption capacity of coal and gas pressure. Transactions of the Mining Engineers, Vol. 127

K A Clark, D S. 1932. Pasternak, Hot water separation of bitumen from Alberta bituminous sand, Ind. Eng. Chem. 24 (12): 140

Kuuskraa, V A, C M Boyer II, and J A Kelafant. 1992. Coalbed gas—1: hunt for quality basins goes abroad. Oil & Gas Journal, 90 (40): 49~54

Qi Jiang. 1997. Recovery of Heavy Oil and Bitumen Using Vapex Process in Homogeneous and Heterogenous Reservoirs. The University of Calgary, Alberta , March

Ruppel, T C, Grein, C t, and Bienstock, D. 1972. Adsorption of methane/ethane mixtures on dry coal at elevated pressure. Fuel, Vol. 51

Yang, R T, and Saunders J T. 1985. Adsorption of gases on coals and heat-treated coals at elevated temperature and pressure I. adsorption from hydrogen and methane as single gases. Fuel, Vol. 64

第十一章　石油地质综合研究的思路和方法

石油地质综合研究是以现代石油地质理论为基础，通过人与先进实用的勘探技术与方法和有限地质信息的结合，研究地质历史中三维地质体内部油气的生成、运移与聚集过程及规律，预测油气资源潜力和分布，并解决油气勘探中的关键问题，从而达到指导油气勘探实践的目的。由于油气勘探是在人看不见、摸不着的情况下进行的，并且地质信息是在很不完全的情况下通过其他途径传达给人的，很容易导致研究者对地下情况的误判。因此，正确与有效的石油综合研究思路与方法在油气勘探研究与决策中起着十分重要的作用。同时，由于信息与相关资料的不系统性，这也要求石油地质综合研究不能完全按照基础理论与方法的具体步骤来完成，其是集基础研究、应用研究与决策研究于一体的跨越式研究，及时有效地实现石油地质科学的经济价值与社会效益途径，其目的是有效地发现油气资源。由此可知，石油地质综合研究有其十分灵活与现实的运用前景。

第一节　石油地质综合研究的概念及其与石油地质学的关系

很多人认为石油地质综合研究与石油地质学研究无异，实际上也很难严格地将二者区分开来，石油地质综合研究是石油地质学的一部分，二者在外延与升华方面向前跨越一步就会合二为一。

一、石油地质综合研究的概念

随着勘探形势的发展以及对降低成本、提高效益的追求，大家越来越依靠石油地质综合研究，力争用最快捷、最聪明的勘探过程与最少的投入获得最大的效益。深刻理解和掌握石油地质综合研究的内涵和技巧，对所述内容给予界定，才会对从事的研究工作做到心中有数。以下对石油地质综合研究的定义是基于作者多年工作的体会，概括总结的，希望读者在阅读时能够批判地和发展地接受和丰富这一定义。

石油地质综合研究是以现代勘探方法、技术和石油天然气地质理论为基础，以辩证唯物主义与哲学的基本思想为指导，以解决油气勘探的问题为己任，探索研究三维地质体中油气形成、聚集与分布，预测油气资源潜力，并将研究结论延伸指导油气勘探实践的科学。从构成上包括了三方面含义：①石油地质综合研究是以现代石油和天然气地质理论为指导，以探索和重现历史中曾发生过的油气生成、运移和聚集过程为主线，以最终指出油气资源潜力和现今赋存部位为目的的科学探索。因此，石油地质综合研究首先要立足于专项石油地质理论的进步和发展，从某种程度上说，如果没有此项进展，也就难有石油地质综合研究的深入和提高。②人和技术在石油地质综合研究中发挥着不可替代的作用。石油地质综合研究的对象是摸不着、看不见的。必须借助一些勘探技术把埋深于地下的目标呈现在人们眼前，然后通过富于想像、智慧和创造性的人对地下地质情

况和目标给出综合判断。两者缺一不可。这个过程就如医学上大夫望诊、问诊、触诊、听诊、开单化验及进行各类检查，最终综合分析，开方下药治疗的过程。人的素质和经验与新技术和新方法是决定石油地质综合研究深度和水平的关键。③描述和探索是石油地质综合研究永恒不变的主题。石油地质综合研究的对象是一个含有时间概念在内的四维地质体，包括了与油气运聚成藏有关的各项石油地质要素和作用过程。石油地质综合研究强调以过程为主导的研究思路（Process - oriented Study），突出了过程恢复（Process Restoration）、关系建立（Relationship Establishment）与最终结果的描述（Final Result Description），目的是指出油气现今的赋存部位，最大限度的减少勘探风险。石油地质综合研究的精髓就是通过一系列图表对油气形成的各项地质条件在地质历史当中的变动过程与现今的基本面貌给出客观的描述。因此，恰当地选择成图界面、成图内容和方式，对于恰如其分地反映成油气地质单元内油气的形成过程与具体分布是十分重要的。

石油地质综合研究不仅要综合石油地质各基础学科与专门学科的分析研究成果，而且更重要的是要应用现代勘探方法、技术手段来描述含油地质体，科学地预测油气分布，并且制定出正确的勘探开发的战略战术，为发现和开采油气田服务。因此，石油地质综合研究是跨越基础研究、应用研究与决策研究，实现石油地质科学的经济价值与社会价值的途径。从哲学意义上讲，分析是将未知归结为已知的科学发现方法，而综合是将已知推演到未知的科学发现方法。进而言之，综合就是将已知的关于客观事物各个方面及其内在联系的规律性认识综合在一起，形成对该事物的总体认识和基本原理，并推演到未知领域中，以求得新的认识和发现，如此循环往复推进理论的深化和发展。由于人类不仅需要认识世界，而且更重要的在于改造世界，所以综合的意义尤为突出。综上所述，可将石油地质综合研究的基本内涵及其所能产生的结果用植于土壤中的大树来表示，如图 11 - 1 所示。石油地质综合研究需要有创造性的人通过使用技术和勘探手段来完成，并置于现代石油地质理论与辩证唯物主义哲学理论的指导之下。这一关系就好比是树根与土壤的关系。石油地质综合研究的过程就好像是植于土壤之中的根系汲取养分并通过树干输送到枝叶，最终形成果实的过程一样。这里的土壤就是现代石油地质理论与哲学的基本思想。根系就是人、技术与勘探工具。有思维和创造性的人，在石油地质理论的指导下，通过使用技术和工具去探索和破译一些未知领域的探索过程就是树干，紧紧地把根系与果实结合起来。石油地质综合研究的果实就是新理论、新方法与勘探上的新发现，这是石油地质综合研究永恒不变的追求和目的。因此，石油地质综合研究，是研究油气形成、分布和预测的科学，是发现和开采油气田的主要理论依据，因而在学术理论上和生产实践中都具有重要作用。

二、石油地质综合研究与石油地质学的关系

石油地质综合研究与石油地质学两者很难严格区分，二者在外延与升华方面向前跨越一步就会合二为一。但仔细推敲，二者确实又不能等同，存在涵义、研究目的与母体和延伸关系诸多方面的区别。

首先，石油地质学理论是石油地质综合研究的基础，是石油地质综合研究产生和存在的母体。而石油地质综合研究则是石油地质学的延伸。二者的关系可用土壤与植被的关系来形容。没有土壤便不会有植被的生长；没有石油地质学理论也就不会有石油地质综合研

究的存在和发展。对于同一种植物来说，土壤的土质和肥力决定植物的繁茂与凋萎；而对于相同土质和肥力的土壤来说，不同的植物茂盛与萎谢程度则有很多变化。这就如石油地质学与石油地质综合研究的关系一样，石油地质综合研究需要将根系深深植于石油地质学理论这块土壤之中，需要从中汲取丰富的营养，发展出有"新枝新叶"的石油地质综合研究的果实。基于石油地质学理论而由具备不同智慧和创造水平的人来完成的石油地质综合研究会得出含金量和价值不同的结果。也就像植物的果实终归要垂落与躯体终究要倒伏、成为土壤的一部分，既丰富了土壤的肥力，又改变土质一样，石油地质综合研究在认识上取得的新进展，经过实践检查证明是客观的，又会成为石油地质理论的重要组成部分，丰富石油地质理论知识宝库，成为推动石油地质理论前进和发展的动力，如图 11－2 所示。

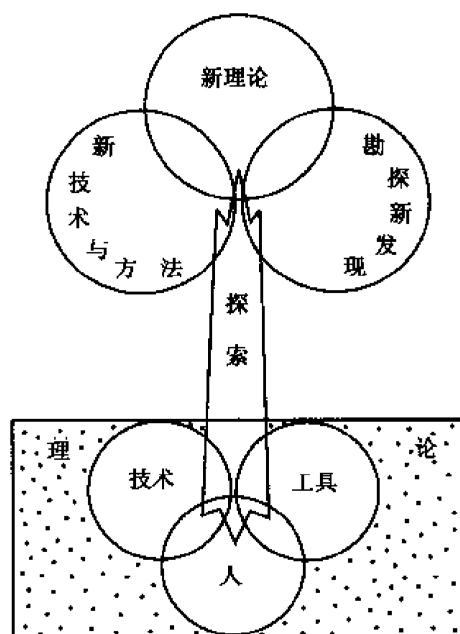


图 11－1　石油地质综合研究树

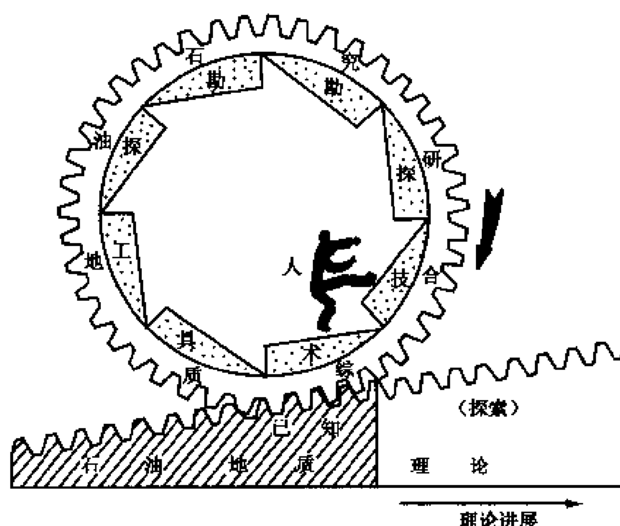


图 11－2　石油地质学与石油地质综合研究的关系

第二，石油地质学作为地质学的分支，侧重于成熟理论的总结，并突出系统性与理论体系的建立和完善，因而更偏重于对静态地质要素的特征与共性规律的阐述和讨论，研究的目的在于由已知到未知，指导更大范围的石油地质综合研究与勘探；而石油地质综合研究作为石油地质学理论的一部分，突出以现代石油地质理论为依托而在石油地质未知领域的探索，因而更注重对卷入油气成藏各地质作用过程的恢复与各成藏要素和作用过程在时间和空间中匹配关系的建立，突出对石油地质特殊性的深刻解析。研究的目的在于寻找行之有效的勘探对策，以最大限度的发现油气资源。与石油地质学研究有密切联系的主要是构造地质学、地层学、岩石学、矿物学、地球化学（特别是有机地球化学）、油藏地质学、油田水地质学与油藏工程学等专门学科。随着科技的新发展，学科愈分愈细，专业技术愈来愈专门化，边缘学科不断增加，例如事件地质学、古地磁学、层序地层学、遥感地质学、显微有机地球化学等。这些学科本身就要求相互渗透，扩展研究分析的领域；要求通过不同层次的综合得到进一步的发展和实现自身的价值。

第三，石油地质综合研究是各项勘探技术及地质学分枝与基础石油地质理论密切结合

的纽带。首先，石油地质综合研究的目的是指出游离勘探靶区和目标，这一目的本身就需要勘探技术将埋深于地下摸不着又看不见的研究目标，以图形和参数形式展现在研究者面前。现代勘探技术主要有高精度、高分辨率的地球物理与测井技术、井筒测试技术、地质实验分析技术、钻井技术和采油技术等。在低勘探程度地区，重力、磁力、电法技术与遥感遥测和非地震物化探技术也在石油地质综合研究中发挥着重要的作用。其二是石油地质综合研究的深入离不开专项技术的发展。石油地质综合研究与专项石油地质理论和技术进步有着相互依存和促进的关系，专项石油地质理论和技术创新对石油地质综合研究的深入和飞跃有着极为重要的促进作用。而石油地质综合研究根据探索过程中遇到的问题，可以给专项石油地质研究出题目，使专项研究更能有的放矢，产生的认识和理论也就能够更有效地解决勘探实践中面临的问题。

此外，一些先进的研究技术和手段，如盆地模拟、油藏描述、油藏地球化学等在石油地质综合研究中发挥着十分重要的作用。需要强调的是，石油地质综合研究是跨越基础研究、应用研究与决策研究，实现石油地质科学的经济价值与社会效益的途径，研究的目的是有效发现油气资源，具有明显的实用性。因此，从事石油地质综合研究的带头人除了具备对新事物与特殊性的灵性和感悟、优秀的空间感和想像力与严密而超凡的逻辑思维与推理能力之外，必须具备扎实的地球科学知识，使每一个由直观图形、图像与信息反映出的地质现象，能够很快地在大脑中找到破译的答案，并能将孤立、不连续、甚至是支离破碎的观察实像联系起来，形成有机的整体。这一整体就是地下含油气地质体的三维空间成像，从而达到科学预测油气分布的目的。

三、石油地质综合研究的定位与目标

石油地质综合研究根据研究的对象和目的不同，主要定位于三方面。

1. 全国性油气地质综合类比评价研究

全国性油气地质综合类比评价研究主要是指开展的领域级的石油地质条件的类比分析并优选出有利的领域、盆地作为勘探的重点发展方向，或为全国及油公司上游业务制定勘探规划等，包括两方面内容，一是就某些专项领域的研究，如岩性油气藏勘探、前陆盆地、叠合盆地中下组合、南方碳酸盐岩等开展全国性油气地质综合类比评价研究；二是开展某一层系的油气地质综合类比评价研究，如西北侏罗系、东部古近--新近系、北方白垩系等。如 20 世纪 90 年代中后期开展的西北侏罗系、华北古生界等领域级研究及近年来正在进行的岩性地层油气藏、前陆盆地冲断带、叠合盆地中下部组合和老区滚动挖潜等四大领域的研究都属全国性油气地质综合类比研究范畴；各油公司为制定全国性及地区性油气发展规划和中长期发展战略而开展的全国性油气地质统计分析也在此范畴内。

2. 具体研究区的石油地质条件及匹配关系研究

具体研究区的石油地质条件及匹配关系研究包括以下几个级别：盆地级、含油气系统级、油气成藏组合级与油气藏级的石油地质综合研究。级别的选择视具体研究区的勘探程度、研究程度以及研究者的目的等因素控制，不同级别石油地质综合研究的思路、内容、达到的目标以及取得的相应成果。具体研究区的石油地质条件及匹配关系研究可有效寻找有利勘探领域、盆地、区带与钻探目标。

3. 石油地质理论的总结和发展

石油地质理论的总结和不断发展是实现油气勘探可持续发展的重要一环。认识事物的过程是螺旋式不断上升的过程，事物的认识程度也是逐步发展的。如新中国成立以后，在陆相生油等新理论指导下发现了大庆油田，在源控论指导下发现了大港、胜利、辽河、华北等一系列油区；复式油气聚集理论使渤海湾盆地油田不断扩大；天然气生成的一元论到二元论新理论又使我国天然气资源大幅度增长。回首往事，油气资源的发展源于新的石油地质理论，前瞻未来，中国油气资源的持续发展更加需要新的石油地质理论，如目前正在重点研究的陆相碎屑岩沉积盆地的岩性地层油气藏的形成机理、中国前陆盆地油气藏的形成规律、叠合盆地中下组合的油气成藏与演化规律、高效油气藏的形成规律与条件等。

除了上述之外，我们还可以讨论许多有关石油地质综合研究的基本认识和基本方法。随着石油地质理论和现代勘探方法技术的进步，石油地质综合研究的重要地位将会随着客观需要的发展和人们认识的深化而提高，涉及到它本身的内涵和方法亦将日益丰富和完善。

石油地质综合研究的定位及其目标构成见图 11－3。

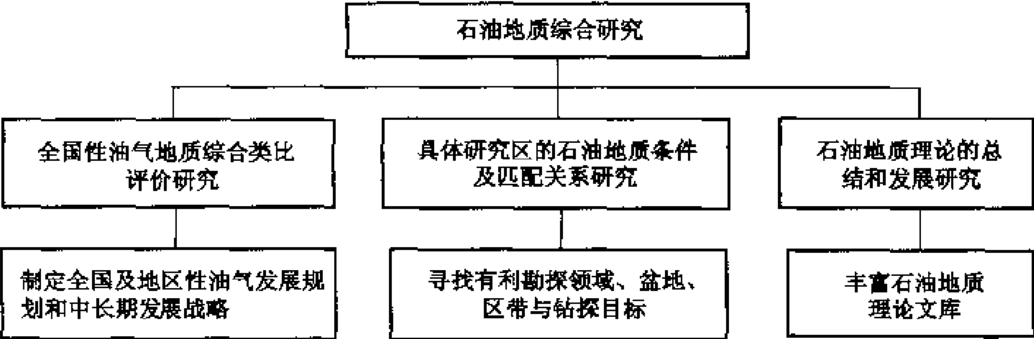


图 11－3　石油地质综合研究的定位与目标构成图

第二节　石油地质综合研究的层次与应对策略

开展石油地质综合研究首先要有研究对象，这里称之为客体。广义地讲，任一岗位上的石油地质研究工作都有综合。综合是做好诸多方面的石油地质研究工作的有效途径。

实际上，在不同勘探阶段，石油地质综合研究的对象侧重点不同，研究的重点内容不同，采用的技术手段不同，所要达到的目的也不同。这要求研究人员根据不同需要，来设计和选择综合研究的内容、思路、切入点及要达到的目的。因此，石油地质综合研究的对象具有层次性，可以在不同级别、不同资料水平与不同位置上进行。

根据我国目前油气勘探研究的现状，将石油地质综合研究分为领域级、盆地级、含油气系统级、油气成藏组合级与油气藏级，如表 11－1 所示。其中领域级综合研究涉及某个领域的油气成藏的共性规律、资源分布规律、勘探地质条件及其该领域在油气勘探战略中的重要性等方面。领域级研究对象可以是跨盆地的，多数情况下研究对象受区域大地构造控制的具有相似地质演化历史和油气地质条件，如南方海相碳酸盐岩勘探领域，受扬子地台控制，在印支期以前经历了漫长的大面积的海相沉积，以海相烃源岩为主，经历了高—

过成熟的热演化；印支期后经历了多期的构造演化，使得油气成藏复杂化，勘探难度较大。盆地级综合研究根据资料水平和认识程度又分为早期评价阶段区域石油地质综合研究与盆地分析阶段综合研究两个亚层次。每个层次使用的资料、技术方法和采取的技术路线都有一些差别，相应所能回答的地质问题与结论的精度也有变化。

表 11－1　石油地质综合研究层次划分表（据胡见义，1997；赵文智，1999，2003，修改）

综合研究层次		主要研究内容	适应阶段	关键技术与方法	主要目的
领域		油气成藏规律共性与差异；资源分布；勘探战略部署	勘探所有阶段	油气藏地质学，油气资源评价，经济评价技术，战略科学决策技术	确定勘探战略部署和勘探投资重点
含油气盆地	早期评价	区域石油地质构造与成盆作用	区域评价	野外调查、重力、磁力、遥感、区域地震、参数井、地质类比、地质模式合理使用	确定重点勘探方向
	盆地分析	盆地石油地质条件，主凹选择	盆地评价	盆地分析技术，层序与烃源岩评价技术，储层预测，盆地模拟技术，地震地层学技术	
含油气系统		成藏要素与地质作用过程的组合关系	评价单元划分，有利成藏组合选择	烃源岩评价，储层描述，盆地模拟，油气藏动力学，油藏地球化学，构造几何学与运动学	确定有利勘探区带
油气成藏组合		油气聚集单元内油气藏特征与分布	成藏组合评价与有利目标选择	油气藏地质学，油区精细构造分析，高精度层序地层学、储层描述，油藏地球化学，流体历史分析	确定有利勘探目标
油气藏		流体充注过程与分布	油气藏评价与评价井选择	油气藏地质学 油藏地球化学 油藏精细描述	总结成藏机理与规律、预测类似油气藏分布区

一、领域级石油地质综合研究与应对策略

油气勘探领域级的研究不仅是涉及到国家能源政策、能源安全以及重大投资走向等关系到国计民生的重大课题，而且也涉及到油气公司的中长远规划与年度规划的关键性课题。因此，油气勘探领域级的研究主要包括油气勘探的战略规划研究、领域内不同地质单元的油气资源潜力评价及领域内重点盆地（或勘探方向）的优选等方面的评价研究。

1. 领域级研究的主要内容

领域级石油地质综合研究的核心问题是确定勘探条件与潜力。从以往的勘探实践来看，我国石油每个五年计划中的战略规划研究与年度规划研究、全国油气资源评价、油气公司的资源评价、区域性评价都是领域级的研究。从目前中国石油的油气勘探来看，岩性油气

藏、前陆盆地冲断带叠合盆地中下部组合（包括海相碳酸盐岩）、老油区滚动扩展等四大领域是我国陆上石油勘探的主战场。如何认识这四大领域的勘探潜力，关系到国家未来能源发展战略。从长远来看南海南部海域的油气地质综合研究、青藏高原的油气地质综合研究等也将开展领域级的研究。

2. 领域级研究需要解决的主要问题与应对策略

在某个领域内的盆地，往往在某个石油地质条件上具有一定的相似性，这种相似性又常表现在成盆的背景上具有相似的构造运动机制与沉积充填动力学机制。因此，领域级研究的具体思路主要是在相似地质背景上认真研究各地质单元的基本地质条件与油气成藏条件差异，通过其差异的对比来优选有利含油气盆地与勘探层系。综合来看主要是三个方面的研究工作，即①盆地基本地质条件的类比，②盆地成藏地质条件的类比，③盆地类比方法、标准建立与盆地和层系的评价优选。其主要的研究方法是地质条件类比法、概率统计法、相关分析法与油气资源评价中所采用的具体评价方法等。由于领域级的研究处在盆地早期评价阶段或勘探程度很低的阶段，常常面临资料少而不全、认识程度低而不清。因此，开展领域级的石油地质综合研究，除主要采取前面所述的方法外，如图11－4应注意使用野外露头地质调查与取样分析资料，重力、磁力、电法与油气化探资料，遥感地质解译资料及有限的区域地震大剖面或少量钻井资料等，主要开展盆地基本类型、结构特点，基本的演化历史与沉降沉积凹陷的划分，油气资源早期评价等工作。

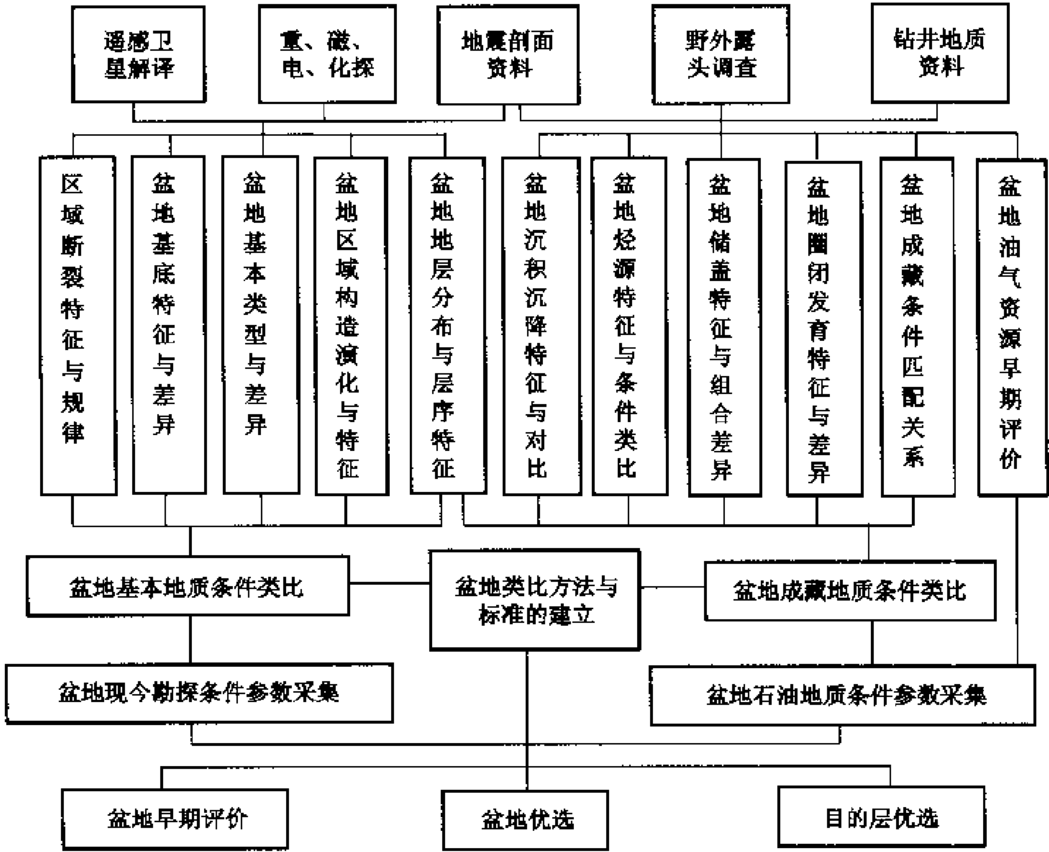


图11－4　领域级石油地质综合研究流程图

二、盆地级石油地质综合研究与应对策略

沉积盆地研究，按 L. B. Magoon 和 W. G. Dow 观点，侧重于构造作用与盆地沉降充填的关系，突出不同的成盆背景、类型与演化历史对盆地沉降规模、保持、转化与反转的控制作用，进而影响到盆地沉积层序与组合的面貌，后者决定了油气成藏的基本地质要素的特征，又与油气成藏密切相关。按 L. B. Magoon 的观点，在沉积盆地研究阶段并不太注意盆地内是否有油气藏形成和存在。中国学者对沉积盆地的分析，是想建立盆地类型、演化特征及内部分异与包括油气等流体在内的矿床形成与富集分布的关系。着眼点放在盆地内沉积充填与构造发育历史是否具备油气藏形成的条件，如果具备，最主要的层段与地理上最大可能分布在什么地方等问题。

盆地级综合研究根据研究程度、认识程度以及资料程度，划分为盆地早期评价阶段和盆地分析阶段两个亚层次。

1. 盆地早期评价阶段的区域石油地质综合研究

盆地早期评价阶段石油地质综合研究的目标是能够客观圈定主力生油凹陷，并指出找油气勘探的有利靶区。但我们所面临的研究对象也是一个资料少、认识程度低的沉积盆地。因此，开展区域石油地质综合研究与领域级的研究资料和手段具有类似的特点，如主要使用的资料有野外地质调查与取样分析，重力、磁力、电法与油气化探资料，遥感地质解译资料与有限的区域地震大剖面等。这一阶段的综合研究强调地质类比、模式的合理使用、资料间的相互印证和支持以及决定一个盆地（或凹陷）内部有无油气藏存在的关键地质要素的优先研究，如图 11－5 所示。

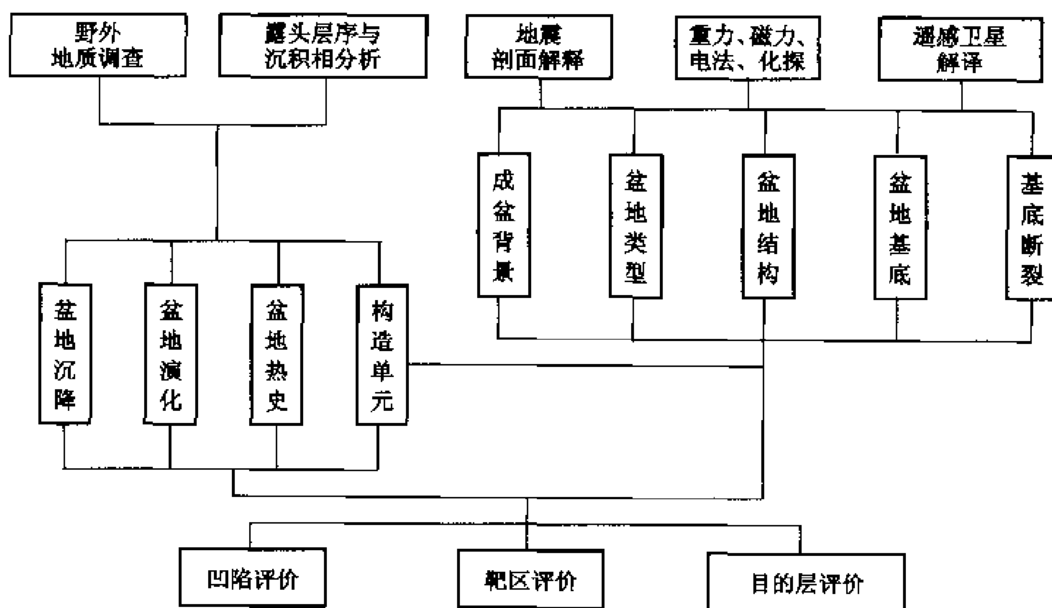


图 11－5　早期区域石油地质综合研究流程图

盆地早期评价的重点是确定盆地所在地区区域构造背景、盆地构造形态、基底性质、基底大断裂特征及其对盆地形成的控制作用，明确盆地类型，划分构造单元，分析盆地演化，建立盆地充填地层格架。在此基础上，开展少量的生储盖特征的分析资料，结合区域

类比分析，开展凹陷评价，并优选勘探靶区和主要目的层，提出勘探早期评价的部署建议。

2. 盆地分析阶段的石油地质综合研究

随着勘探程度的提高，尤其是地震测网的加密与探井的增加，使综合研究的细节与要回答的问题发生变化。需要对盆地的石油地质条件进行再认识，分析盆地主要油气资源（或剩余油气资源）的分布，这一阶段我们称为盆地分析阶段。由于资料的积累足以能够让我们进行以过程恢复为主导的研究工作，因而通过盆地分析技术、区域层序地层学技术、生油岩综合评价技术、实验分析技术、储层预测技术与盆地模拟技术的帮助，对各项成藏的基本石油地质条件进行系统成图，使每一类图件如果按照时间先后排列起来，就构成对相应石油地质条件在地质历史过程当中演变发展的分析，从而达到对盆地整体特征与变动历史的系统研究，从中找出制约油气成藏的关键要素，并研究它们在三维空间的匹配关系。研究的目的，除了对各次级凹陷按成藏条件优劣与资源潜力进行排队外，还要指明有利的勘探靶区和目标，并就下一步的勘探工作提出建议，如图 11－6 所示。

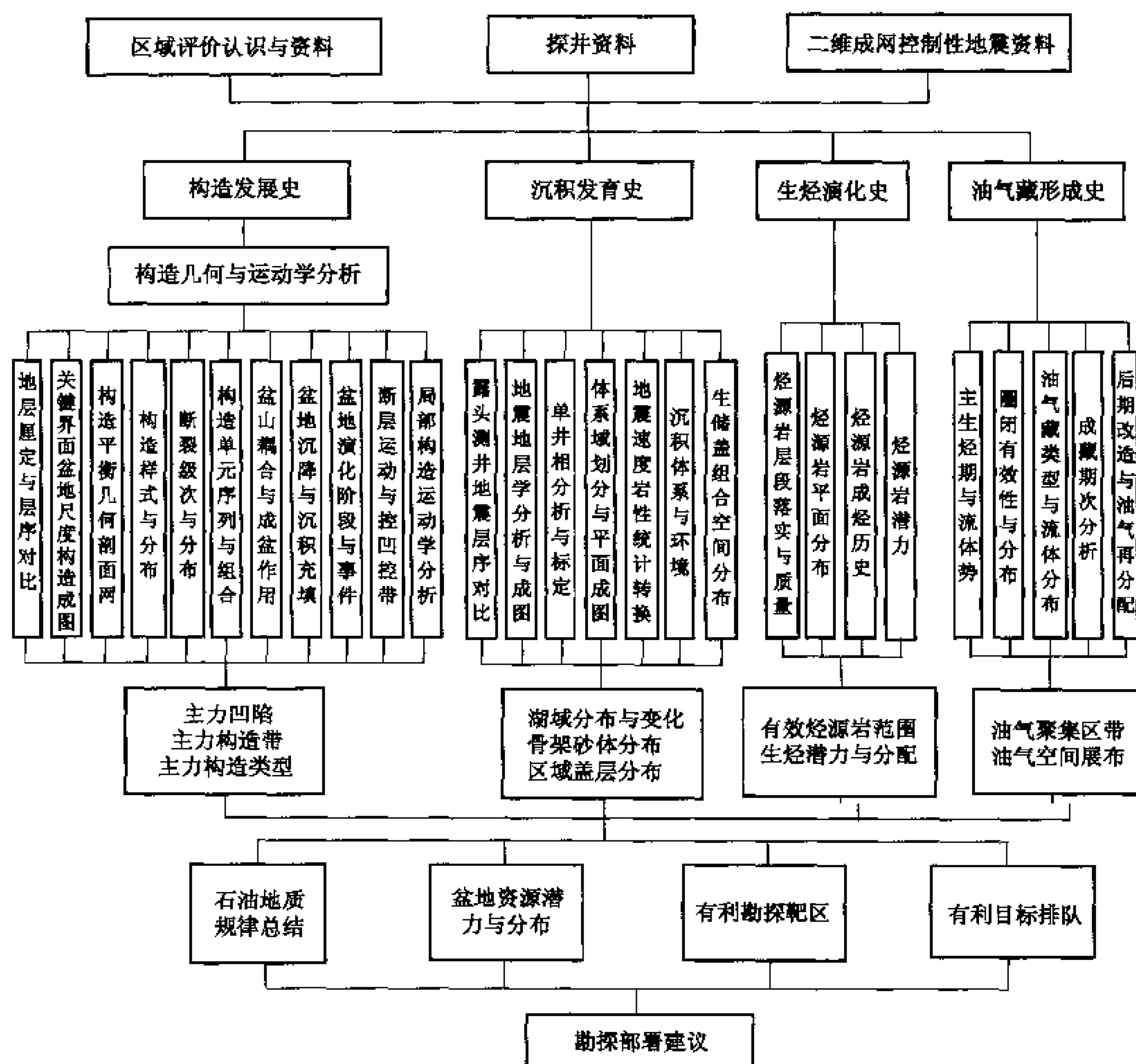


图 11－6　盆地分析阶段石油地质综合研究流程图

这一阶段，对含油气盆地研究更为具体化，包括以下四个方面内容。

（1）基本石油地质条件

1）落实有效的生烃凹陷或有效的烃源岩相带，即研究烃源岩发育的构造沉积环境与岩相展布，烃源岩的分布与厚度、丰度、类型与潜力等，开展烃源岩评价。

2）研究可能的储层特征，包括储集岩层段、岩性、岩相类型、沉积体系与空间展布，储层的储集能力（如孔隙结构、储集空间、渗透能力等），进行储层评价。

3）研究盖层特点及储盖组合的可能类型与展布，分析可能的储盖层位与岩性，从沉积相分析或地球物理手段预测盖层分布，研究盖层的微观渗透能力，评价其封闭油或气的潜力。对盖层与储层的空间配置关系，即储盖组合进行类型判断及优劣程度分析。

4）分析圈闭类型，通过对局部构造进行工业制图，剖析圈闭的可能类型、成因与展布；对达不到工业制图的地区，从隆起带、斜坡带或断裂带的展布与演化规律，预测圈闭类型及可能的分布地域与层段。

（2）基本地质作用过程

1）压实作用与孔隙演变史：研究压实作用对储层物性的影响，分析孔隙随深度变化规律，达到钻探前对孔隙度进行预测的目的。

2）埋藏作用与生烃史：通过一系列有机地球化学与分析测试指标（如镜质组反射率 R_o、TTI 计算、流体包裹体测温、磷灰石裂变径迹与黏土矿物共生组合等），结合埋藏史，研究烃源岩成烃演化历史。

3）超压带与排烃史：研究烃源岩中超压形成机理与时间，确定排烃因素和排油门限。对于煤系源岩还要研究生烃期与构造挤压期的对应关系，以确定排烃过程的存在。

4）圈闭形成史：运用构造解析法和断层相关褶皱原理，采用平衡剖面技术、古构造恢复技术等手段，首先剖析圈闭的构造样式。根据圈闭的几何学、运动学和动力学，研究断层滑动与褶皱发育的关系，剖析圈闭的形成机制、形成期、改造期或定型期。

5）流体运移史：通过古构造恢复超压计算，重建古流体势，从而推断流体运移方向、分配量与流体运移演变史。

6）断裂封闭史：在断裂形成演化史、油气生成历史分析基础上，研究断裂活动与油气生成的时空配置关系；通过断层上下盘岩层的对接制图或沿断层面泥岩滑抹因素（Smear Factor）分析，来评价断裂开启或封闭演变史。

（3）油气富集规律

1）油气生运聚条件匹配关系分析：聚油构造的形成期与油气生成、排替与运移的匹配是形成油气藏的保证。这种分析不仅是指在时间上的相同或相近，而且是指在应力场、温度场、压力场、流体势场等统一控制下它们之间相互作用、相互协调、彼此匹配的关系。分析结果要确定主成藏期及关键性成藏条件。

2）构造运动与油气调整再分配：油气藏形成之后的构造作用常形成新的圈闭构造或使已有圈闭发生溢出点翘倾或使早期断裂重新活动，从而打破了圈闭中的油气水的平衡状态，使得流体重新发生调整再分配。因此，对主成藏期后的隆升、断裂作用、沉降等因素对油气藏的保存或破坏影响要进行深入的分析。

3）不整合面与油气聚集：区域不整合面常是盆地的叠加界面，在该界面上下，常形成

一些地层削截不整合、地层超覆不整合、岩性尖灭、古潜山等油气圈闭类型，由于不整合面常是油气运移的主要通道，因此靠近不整合面的圈闭也常是优先聚油的领域。因此，对不整合面的工业制图及聚油规律分析也就颇为重要。

4）地层压力分布与油气聚集的关系：对于流体压力封闭系统（Fluid Pressure Compartment）的成因、展布及控油特点开展分析，对于隆起带的低压现象或深盆气异常高压演化为负压的成因机制等现象进行探讨，从而分析它们对油气藏形成与保存的地质意义。

5）盆地水动力状况与油气藏的关系：探讨盆地的水动力状况和水化学标志，结合有机地球化学标志讨论水动力状况在油气富集与保存中的作用，探讨它们与油气分布的关系。

6）盆地的地质结构与油气分布的关系：沿断裂带油气藏形成与分布的特点、沿不整合面的聚油规律、沿隆起和斜坡带油气藏形成特点等都与盆地的地质结构有关。由于每一个盆地的地质结构在实质上都是不同的，它们的聚油规律都是独特的。因此，对一个含油气盆地而言，可以从地质结构出发来探讨其油气分布的特殊规律。

（4）油气资源量与勘探方向

1）盆地的油气资源量：在不同的勘探阶段都需预测盆地的油气资源量。在勘探初期，由于资料所限，往往可以根据沉积岩体积法、沉积速率法、盆地类比法等经验公式进行半定量计算，结果可作为盆地油气勘探决策或部署的依据；在勘探成熟期，可以根据有机地球化学法或盆地模拟方法进行资源量计算，作为进一步深挖细找的依据。

2）次级构造单元的油气资源量：对盆地次一级的构造单元（凸起或凹陷）也需在尽可能的情况下进行油气资源量预测。

3）油气成藏组合与圈闭资源量预测：对可能的油气成藏组合或圈闭进行资源量计算；也可按油田规模序列法进行资源量预测。

4）有利的勘探领域与勘探方向：从对凹陷、含油气系统、油气成藏组合含油气性的有利程度分析，选择有利的勘探领域及可以突破的现实目标，作为油气勘探方向。在盆地的区域勘探阶段，往往限于对有利的凹陷或含油气系统进行选择，随勘探工作的深入逐步向有利的成藏组合或目标扩展。

三、含油气系统（凹陷）评价阶段的石油地质综合研究与应对策略

我国陆相含油气盆地的含油气系统级石油地质综合研究，相当于凹陷级评价。这一阶段研究目的有三方面：①确定以已知生烃灶为中心，烃类运移涉及的最大外边界与垂向层段，使之成为油气资源测算和评价的最小单位，以便能客观地选择油气资源测算的参数，使资源评价结果更符合实际；②指出系统内油气资源在三维空间分布的不均一性，挑选出最有潜力的靶区作为下一步勘探的重点地区；③提出有效发现油气资源的目标供钻探选择。

含油气系统级石油地质综合研究所使用的资料大大多于盆地分析级研究，研究结论对指导目标选择也更为具体，可操作性亦更强。由于含油气系统是自然界客观存在的由烃类生成、运移和聚集构成的流体系统，发生并存在于特定的三维地质体中，因此是可用一系列在时间坐标上切出的平面图形来描述的。从构成来看，描述由三部分组成，如图 11－7 所示，即静态地质要素、动态地质作用过程与组合关系的建立。静态地质要素包括有效烃

源岩、输导层、储层与盖层，动态地质作用过程包括油气生成和运移、圈闭形成与油气成藏。

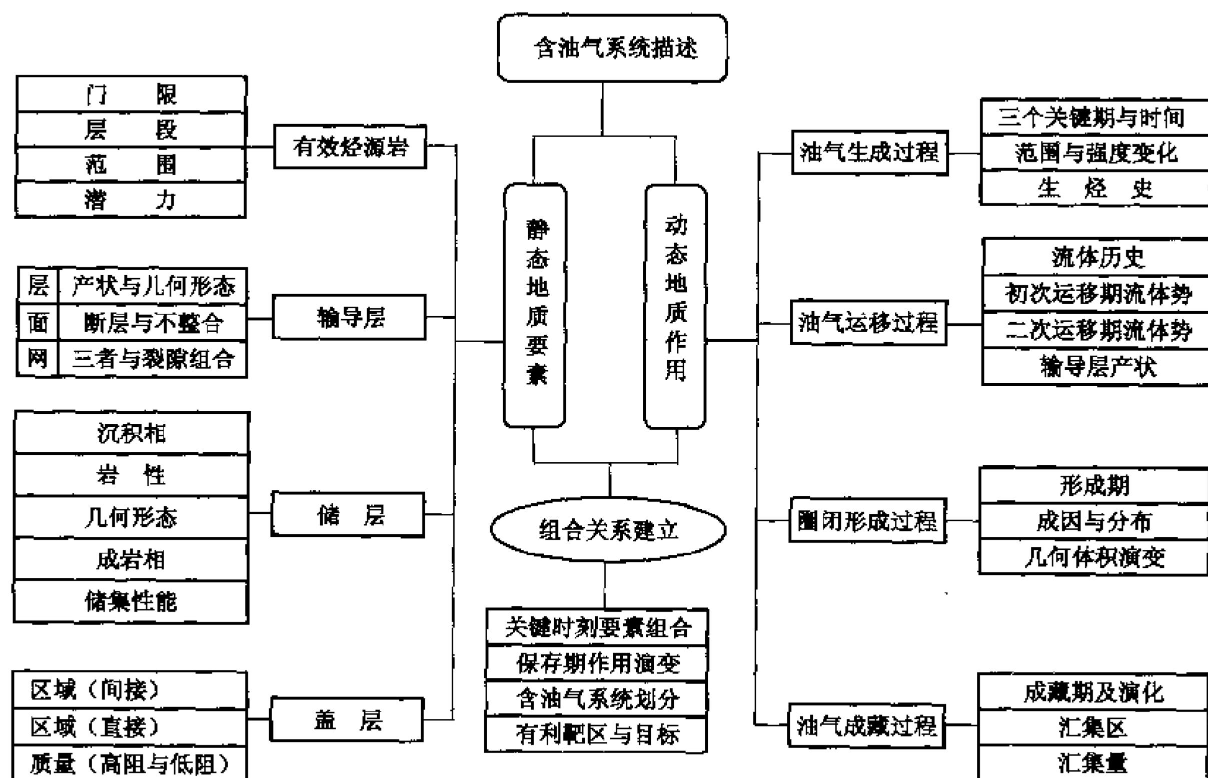


图 11－7　含油气系统描述与研究构成图

含油气系统研究更强调生烃灶与相关油气聚集之间的关系，突出在三维空间范围内建立各油气成藏地质要素与作用过程之间的组合关系。研究起点是生烃灶的确定，并从第一次大规模生、排烃开始，循着历次油气大规模运移的轨迹，追踪油气藏现在所在部位。陆相沉积盆地多以沉积凹陷或坳陷相对应。因含油气系统划分侧重于过程研究，目的是有效预测油气的空间分布，所以在含油气系统内，根据油气运移的空间分配，可以划分出一系列运聚单元，并对含油气系统中不同运聚单元的油气资源总量、含油气丰度与质量进行分级、分类评价。

四、油气成藏组合评价阶段的石油地质综合研究与应对策略

油气成藏组合也称之为区带（Play），是由一系列彼此在成因上有关联的具有相近或相似成藏条件的已发现油气藏和圈闭构成的集合体。所以，油气成藏组合包括以下重要含义：①首先它是一系列在成因上有联系、在成藏条件上有相似性的圈闭群体的集合；②在这群圈闭之中至少有一个已经获得了油气流，证明这是一个有油气聚集发生的成藏组合；③该带尚有一些未被钻探的圈闭，可在进一步研究之后，提供钻探，发现潜在的商业性油气储量。油气成藏组合阶段的石油地质综合研究流程可参阅图 11－8。

油气成藏组合阶段的石油地质综合研究目的十分明确，工作内容也要求更为准确。这

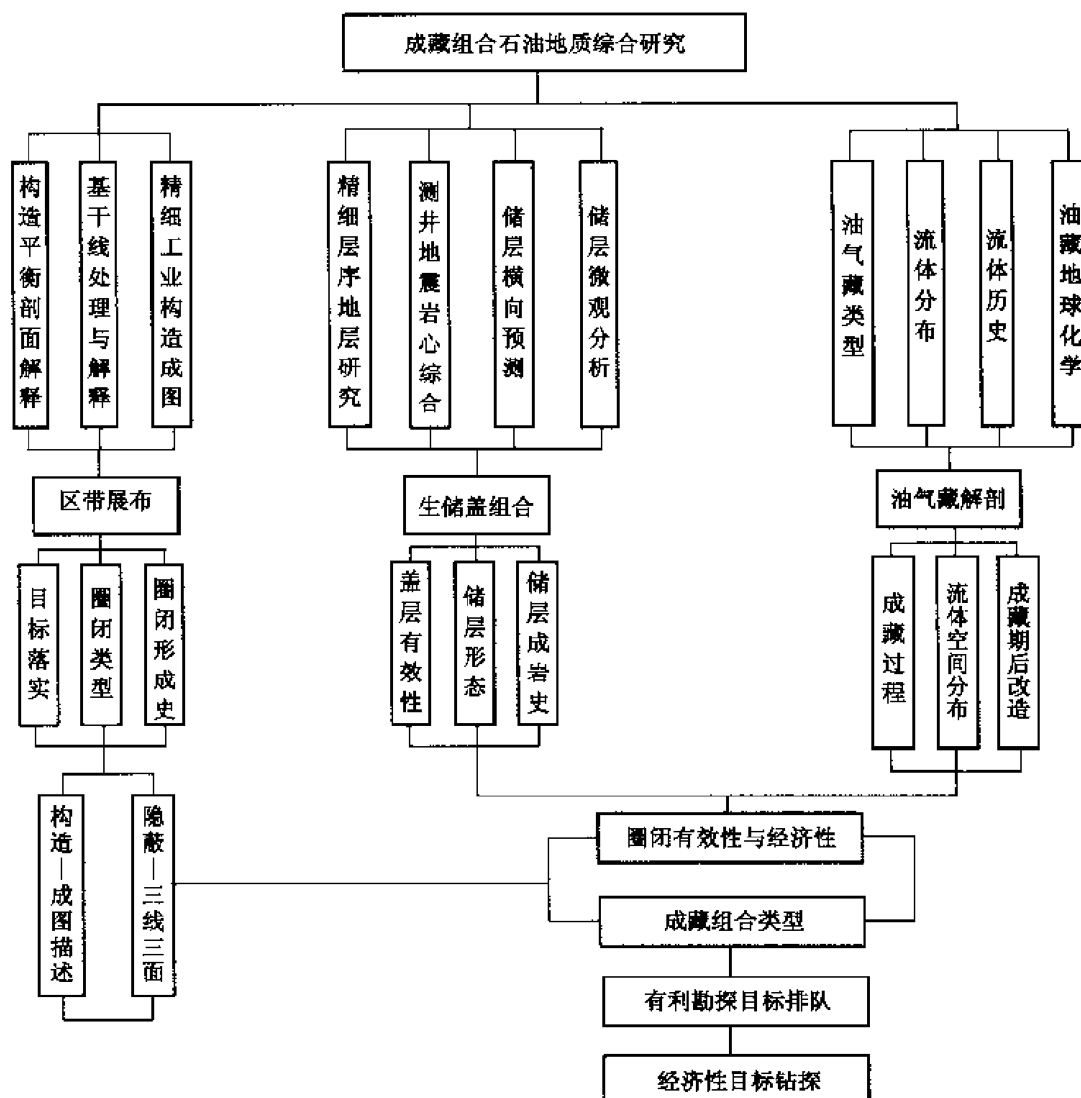


图 11－8　油气成藏组合阶段石油地质综合研究流程图

一阶段的研究在技术方法与工作目标的选择上，必须牢牢把握以下几个基本点：①对成藏组合的展布要做到解释合理，成图精细；②对成藏组合上所有目标要成图准确，无需再做工作便可作为直接钻探的对象；③对每一个圈闭的构成要清楚，并能充分认识每一目标的钻探风险；④对已知油气藏进行形态特征与流体特征的描述分析；⑤对成藏组合油气成藏的具体过程，包括油气在整个成藏组合上非均匀性的运聚特征应有系统的研究和以图形方式的表述；⑥能够指出成藏组合范围内最有经济性的钻探目标与目的层段。

五、油气藏评价阶段的石油地质综合研究与应对策略

当石油地质综合研究深入到油气藏内部的时候，研究核心是油气藏的解剖，包括油气藏类型的综合判断分析、流体相态与分布研究、含油气砂体形态与属性描述及油气充注历史评价等基本内容，如图 11－9 所示。研究的手段包括使用测井资料、测试资料、试油资

料、录井资料、实验室分析资料、三维地震数据体、多参数地球物理特殊处理技术与油藏地球化学及流体分析技术等，最终提供出油气藏范围内含油气范围、丰度与产能平面变化与油气藏充注历史和充注方向等几方面的研究成果。研究结果在指导勘探中的作用有两点：一是指导评价井的钻探，提高油气藏勘探的经济效益，减少评价井的风险；二是通过已知

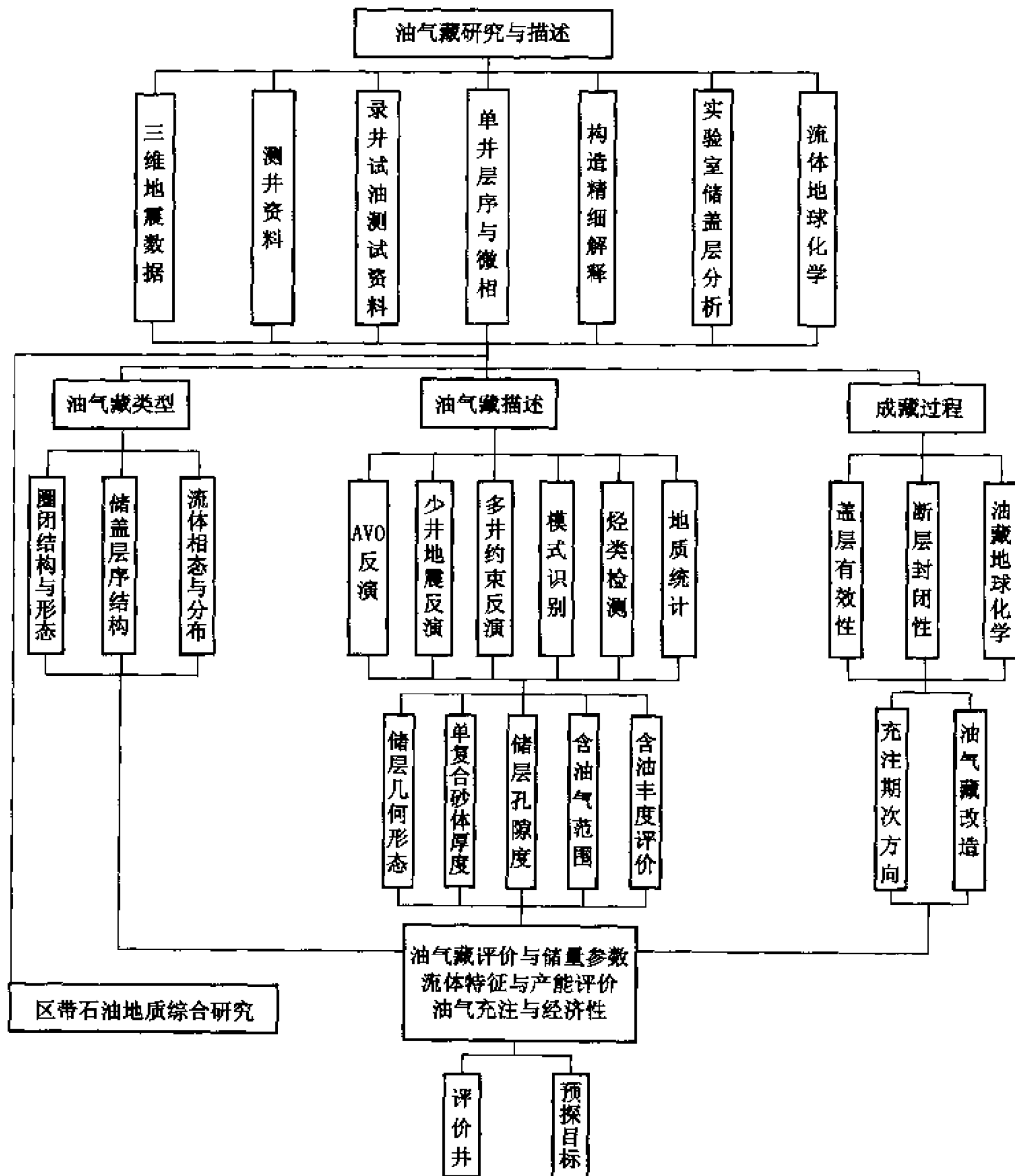


图11－9　油气藏综合研究与描述流程图

油气藏的解剖，把油气成藏组合范围内最有利与经济效益最好的勘探目标筛选出来，供进一步钻探选择。

总之，石油地质综合研究最核心的问题就是油气的成藏与富集规律研究。因此，最基本的应对策略是①紧紧围绕油气成藏过程，设计有针对性又有可行性的研究大纲；②依据

需求确定研究重点，选择实用技术，做到有效破译成藏问题；③依据重点将研究内容有机衔接，做到动态追踪油气成藏轨迹；④抓住关键问题和关键环节，有详有略的分配工作量，回答关键成藏问题；⑤注意不同阶段回答不同问题，务求客观，保证目标选择方向的准确性；⑥注意从宏观看局部，目标的识别与评价突出综合与工业化的表达。

第三节　石油地质综合研究技巧与方法

石油地质综合研究有其自身的工作技巧与研究方法，从运作特点来看主要有两个方面：一是人在探索与描述石油地质研究中发挥着无法替代的作用；二是对大量资料和信息的观察、分析、归纳和演绎与推理是石油地质综合研究的主要运作过程。

人作为石油地质综合研究的思维主体，其素质对研究成果的质量与前瞻性有着不可替代的作用；石油地质综合研究在很多的情况下，又都是群体劳动，因此，研究者首先要有优秀的品质和道德修养，要具有相容性和包涵性，善于组织大家一块奋斗，同时要注意发挥别人的积极性，尊重别人的劳动，最大限度地发挥集体创造能力。

石油地质综合研究首先要了解并掌握必要的资料、信息，而后才能开展石油地质综合研究。因此，石油地质综合研究的技巧与方法不仅包括具体工作时的研究技巧与方法，而且包括前期资料调研、阅读分析中的技巧与方法。

一、阅读资料的技巧与方法

石油地质综合研究所涉及到的阅读资料主要有三大类：一类是原始的资料与分析化验数据，这些资料和数据是未加任何修饰，不带任何观点的，有时还存在真伪不清的一些资料；第二类是文献资料，主要包括公开发表的论文、专著与各种研究报告，这类资料明显带有个人在当时理论与技术背景下的研究思路、技法、观点与认识；第三类是图件，包括某种观点或不带观点编制的多种多样的图件。石油地质综合研究的第一步，就是阅读这些资料，如何通过对资料的阅读、整理与分析，取其精华，达到发现研究突破口，产生研究新思路的目的，事半功倍地完成阅读资料工作。这就涉及到如何阅读资料的技巧问题，这里列举一些方法，供读者参考。

1. 历史阅读法

历史阅读法是指将一个地区的资料，按时间顺序，由老到新地逐渐阅读的方法。这种方法的优点是能系统了解该地区的勘探史，每一发展阶段的前因后果，从而掌握该地区的技术发展过程与趋势，选准自己的研究位置。其不足之处是时间太长，这就要求研究者能去粗取精，跳跃式地进行，力争做到不遗漏重要资料，又能掌握全面，达到事半功倍的效果，这就看研究者如何发挥自己的才能了。

2. 梯形阅读法

梯形阅读法是指在阅读过程中，随着时间推移，需要精读的内容越来越少，从而使阅读资料的数量从开始到结束形成一个梯形结构，故而称之。梯形阅读法适宜边读边总结。阅读初期，通过对资料的摸底，逐渐甩掉一些价值不大而无需再保留的资料，使进入最后研究阶段所要参考的文献数量，保持在一个恰当的水平上。梯形阅读法要求研究者要具备

优秀的归纳与综合能力、洞察力及对资料的分类取舍能力，使研究者能真正主动而有目的地接触和选择资料，达到事半功倍的阅读效果。

3. *追踪展开阅读法*

该法是指研究者针对自己的研究方向和兴趣，对一个地区资料有选择地就一些关键问题进行溯根求源地阅读。初期是以关键问题为核心，阅读相关文件与资料，在阅读过程中，如发现感兴趣的或有争议的问题，可展开追踪资料来源，查明重要论点的出处，启发我们的认识。这种方法适用于专项石油地质综合研究，可对某一方面或领域研究的现状、方法技术沿革与发展趋势有深入认识，有宜于单项技术选准攻关方向和突破口。

4. *分类阅读法*

分类阅读法是指将资料按类整理，分类阅读的方法，如以构造、沉积、生油、储层、油气藏等作为资料分类依据，也可以以功能来分类，如重力、磁力、电法、地震等。分类阅读法给研究者一个分类系统掌握和使用资料的机会，有利于研究者对某一项资料进行深入分析、研究，产生创造性联想，出现创新性思维飞跃。使用该法一定要注意各资料间的有机沟通与配合，使获得的认识是有机结合的整体。

总之，对资料的阅读方法多种多样，仅供读者参考。一套有的放矢的阅读方法，可以使研究工作一开始就能获得事半功倍的效果，使研究者的头脑更清晰，目的更明确，采取的技术描述更得法，由此而设计的预期效果也会更具体，可操作性也会更强。

二、石油地质综合研究方法

石油地质综合研究方法必须注意资料阅读阶段工作要点的梳理，研究起步阶段的工作要点及关注点的把握，工作中路线的关注点与关键工作、研究成果的总结与构成（目标、建议、理论）。石油地质综合研究主要是建立在各专项石油地质研究的基础之上，但又不是简单的捆绑，而是有机的结合。研究过程中要充分体现归纳综合、演绎前瞻、类比外推、假设求证与想像飞跃的作用，达到对不同级别含油气地质体的客观认识。这里讨论的方法，主要是为了使研究者在研究工作中能达到全面客观而提出的，望读者能辩证地吸收使用。

1. *宏观看局部，因果看现象，动态评目标*

许多石油地质研究工作，都是针对局部问题而进行的，由于资料的局限性，研究者不可能一下子就能观察到客体的全部，必须将其放入整体统一分析中去考虑，这样才能去伪存真，完成对局部问题的分析与解释，使认识进程大大加快。从宏观角度分析回答局部问题，在石油地质综合研究的各个岗位，随处可见。例如，对断层的解释，经常发现局部解释的断层，从区域成图看，根本不合理，只能另解。

1）从宏观角度看局部问题，可以发现就局部论局部所无法看到的客观存在，使认识的客观性和全面性大大改善。

1994年笔者对开展吐哈盆地的第二轮评价研究，目的是以新颖的观点和新技术与新方法，重新分析盆地的结构、历史与石油地质条件，重新认识盆地的油气资源潜力与有利勘探区带和目标。开始阅读前人的报告和资料时，发现该区近年完成的每个工区构造精细图方案之间存在很大差异。相邻两个工区的构造图根本无法进行合理的拼接，同一个构造带上的几何变形在近距离范围内发生很大变化。此外，吐哈盆地是一个中、新生代以来的前

陆压性盆地，处在现今位置上的好多构造带在历史上都要“位归他乡”。所以，第一步就是进行全盆地全层位的地层对比并全区成图，因而获得一个重要发现，即一组南北向撕裂断层。对撕裂断层的感悟来自同一构造带几何变形与构造样式的剧烈变化，如图 11－10 所示，尤其在盆地北缘的山前变形带，这种现象就更为明确。在由西向东从七泉湖经红旗坎到大步绵延百余千米的范围内，构造样式几度变化，起初怀疑是分片成图由于解释方案不同造成的误差，但是从平衡观点重新分析解释以后，差异仍然存在，这就使我们不得不考虑它存在的客观性。这样一种存在，驱使我们思考它的成因。联想到在统一的挤压背景下，由于受力强度和边界条件不同可导致同一构造带变形强度沿走向的差异和变化，且在整体由北向南推进过程中，有些地段走得较快，有些地段则相对较慢，因此需要有一组断层起调节作用。有了这样的感悟，反过来去注意这类断层存在的依据，果然在数条地震剖面上检测出它们的存在，如图 11－11 所示。由此在吐哈盆地中央断层以北检测出五六条撕裂断层，使该区的构造面貌不仅具有南北分带的特点，而且具有东西分块的特征，如图 11－12 所示。撕裂断层的确认不仅回答了同一构造带的变形强度沿走向表现出的剧烈变化，而且提醒我们，吐哈盆地北部凹陷带的流体流动系统也会因南北向撕裂断层的存在而在东西方向上表现出非统一性变化，有些撕裂断层可能就是流体运动的边界。

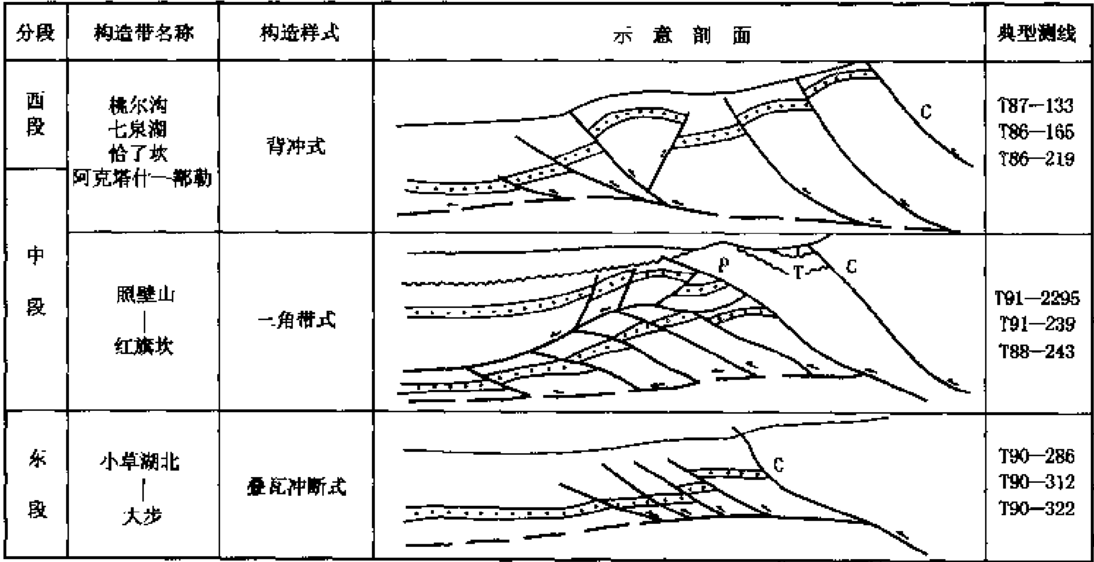


图 11－10　吐鲁番坳陷北缘构造变形类型特征图

2）由因果评现象就是从前因后果的角度，看待和解释研究中发现的各种地质现象。要使各种地质现象统一在地质解释方案中，通过解释—验证—修改—再解释的发展，找到正确答案，不能就现象论现象，而是要作深层次的思考。研究者在应用因果评现象方法时，应把握以下技法，首先要明确研究对象所处的石油地质环境，接下来就要对研究对象所包含的石油地质内容做到心中有数，在对研究对象所能包容的石油地质含义定准位置之后，最后就是做好仔细的观察与描述工作，这样从大到小定准研究目标的赋存环境，再从前因后果角度，框准研究目标所代表的石油地质意义，通过仔细工作，达到对目标的客观描述。

如鄯深构造中三叠统克拉玛依组油层段埋深为 4705～4749m，其原油的密度为 0.8014～0.8253g/cm^3，原油的相对成熟度与目前油层下伏地层中重复的上三叠统的泥岩成熟度相

当。R_o约为1%~1.05%，为较高成熟度的油气藏。其油气的来源与已发现的吐玉克油田的稠油明显存在现象上的较大差异，很难用表象特征来确定其来源。然而，根据对吐哈盆地深层烃源条件的分析，上二叠统的泥岩有机碳仅为0.45%，为非生油岩，只有上二叠统存在烃源岩，并发现了由该套烃源岩提供的油气而聚集成藏的吐玉克稠油油田。因此，我们初步认为应该从该套烃源岩的油气特点着手开始研究，逐步确定其油气来源。首先我们通过吐玉克油田钻遇二叠系的烃源岩，桃树园二叠系中的沥青等的油源对比知道该套烃源岩所生成的石油具有高γ蜡烷含量的特点，只要确定部深构造

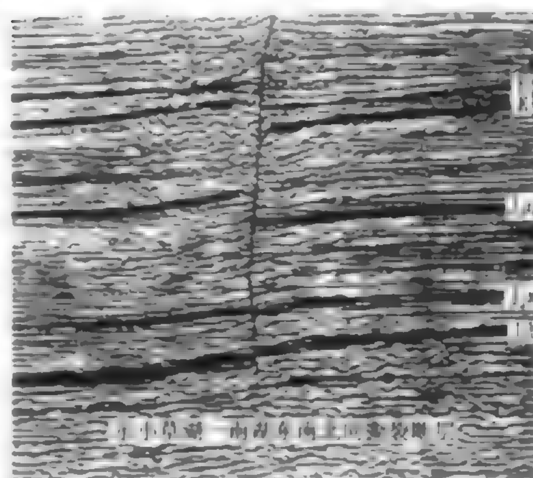


图 11-11　T91—658（EW）测线撕裂断层图

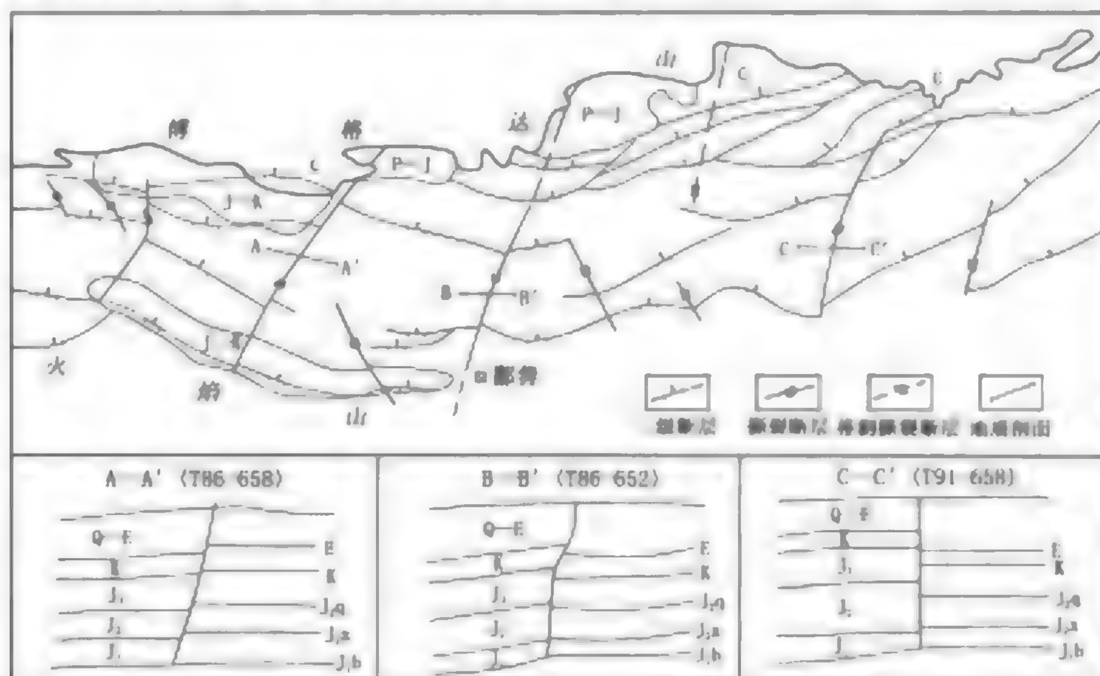


图 11-12　吐哈盆地台北凹陷带撕裂断层分布图

二叠系中的原油具有这一组分特征就可以确定其油气来源，而该油样地球化学分析正好发现其确实存在这一特征，如图 11-13 所示，因此证明开始的设想是正确的。

3）动态评价目标是指对石油地质综合研究任一目标的认识都要放在历史和运动过程中。

油气运移和聚集是一个动态过程，圈闭也在历史发展当中不断变化，因此，我们必须动态地看待我们研究的对象，这样才能发现很多仅从静止的观点所无法发现的客观存在。如塔里木盆地塔中隆起的油气勘探就是一个动态评价勘探并逐渐认识勘探领域基本特点的过程。1989 年在塔中发现了一个巨大的隆起（图 11-14），面积近 12000km²，其奥陶系顶

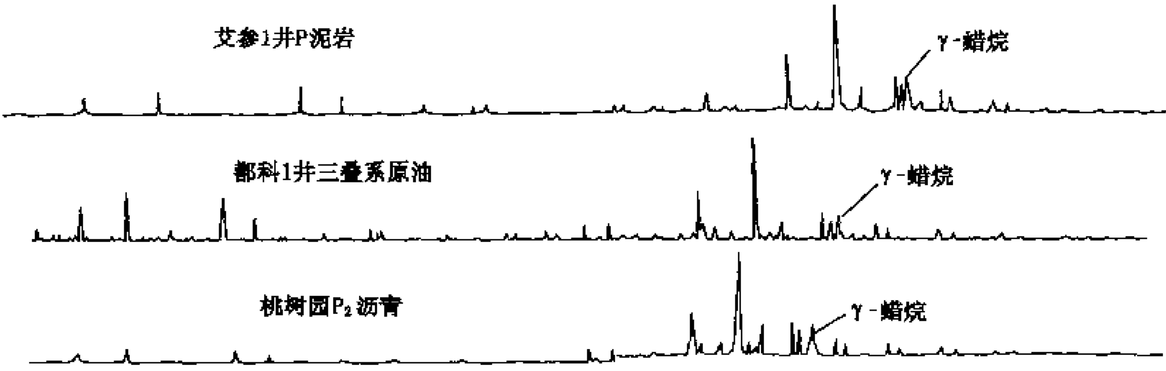


图 11－13　郝科 1 井与桃树园、艾参 1 井等二叠系原油的油源对比分析图

面的古隆起构造圈闭面积约 8220 km^2，钻探了第一口探井塔中 1 井，并在奥陶系中获得了高产工业油气流，初步认为找到了中国最大的油气田。然而甩开钻探多口井，除了塔中 4 井在石炭系获得发现外，其他井基本全部失利。因此，在塔中以大构造为目的的油气勘探暂告一段落。

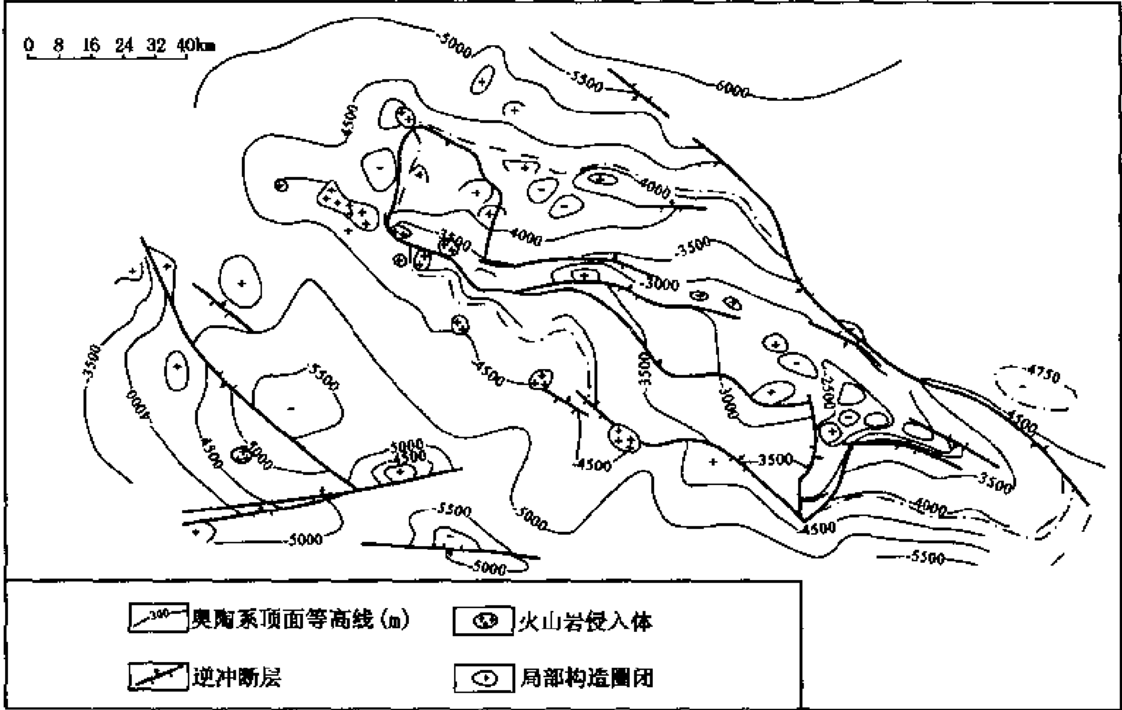


图 11－14　塔里木盆地塔中地区 1990 年奥陶系顶面构造图与钻探情况

20 世纪 90 年代早中期，塔中 4 井石炭系获得突破后，开始了以石炭系为主的油气勘探，相继在其两侧钻探，并在石炭系获得发现；在北部斜坡的下部低幅度圈闭勘探中也发现了塔中 10 井、16 井等石炭系的油气藏；同时也在塔中 6 井的奥陶系、塔中 11 井的志留系地层中获得了新的油气发现，如图 11－15 所示。而且在此时提出了油气主要来自北部凹陷的正确观点，而认为南部塘古孜巴斯凹陷油气源条件较差。从此开始了以石炭系、志留系与奥陶系等多层系为目的层的新勘探阶段，勘探的重点主要是以塔中隆起北斜坡上两个

断裂带与斜坡上的岩性勘探为主。这一阶段时间较长，一直持续到2003年。

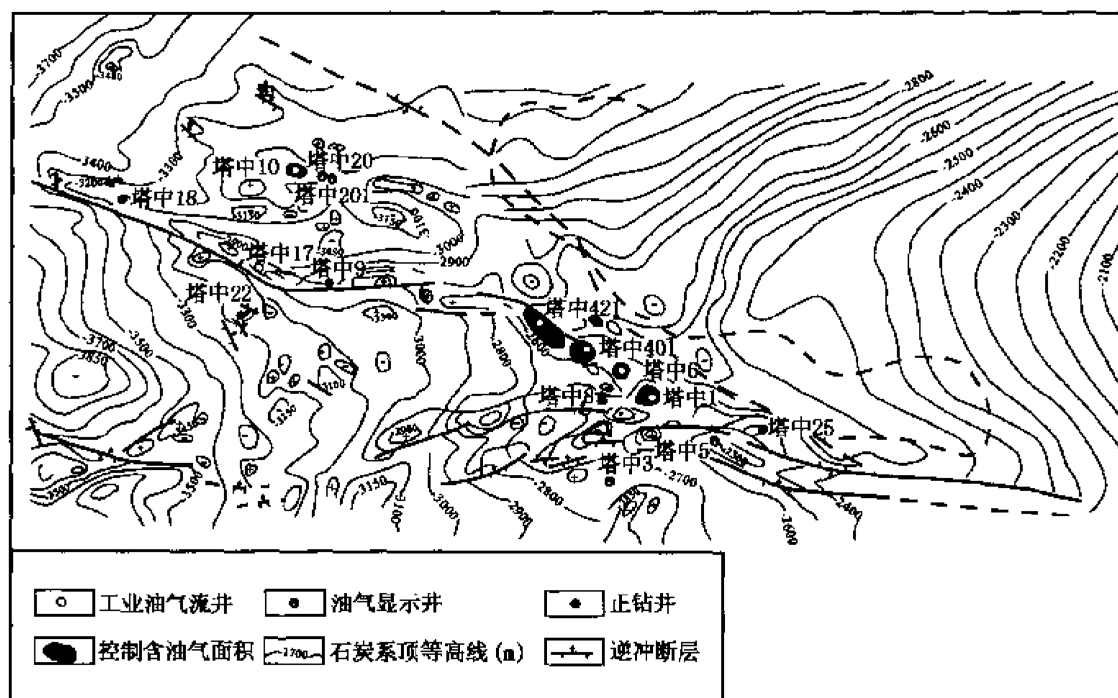


图11－15　塔里木盆地塔中地区1995年石炭系顶面构造图与钻探情况

2004年随着塔中开发井（塔中4－7－38井）的加深勘探，并在奥陶系风化壳获得高产工业油气的突破（7mm油嘴，日产石油156m³、日产天然气19900m³），以中央古隆起顶部及其两翼的碳酸盐岩风化壳潜山为目的层的勘探开始启动，如图11－16所示。塔中的油气勘探思路逐渐开阔起来，新的勘探领域也不断涌现。由此可知，动态评价目标是很重要的综合研究方法，可以使勘探的目标逐渐逼近，加快油气的勘探步伐，并获得较高的勘探成功率。

2. 学会模式指导下的研究

模式指导下的研究会使研究的思维空间和答案的选择范围更集中和更有针对性，我们称之为“背着鞋找脚”，说得浅显一点就是拿着模式去度量目标，直到找到合适的为止。运用模式指导研究，需要建立渊博的背景知识，也就是脑子里要装入足够多的模式，使得观察者一触及对象，就能在背景知识中找到对应的解释，从而加快认识客体的进程。模式是人们基于想像和抽象而对现实世界某种实体的简化性概括。一方面模式往往舍去了实体中的某些东西，对现实的实体系统的结构、功能和联系加以简化，因而从某种程度上来说不是现实实体的映像和翻版；另一方面模式又是对同一类现实实体所固有的一切特征进行了集中和升华，使之成了一切现实实体的“完善化身”。因而从本质上又极力与客观实体保持一致。实际上，模式突出了对客体共性一面的刻画，这就增加了模式应用上的广泛性。

任一岗位上的石油地质综合研究都会用到模式的指导。实践证明，这是一种能使研究思路与研究客体之间建立直线映像对应关系，并可加快出成果节奏的有效方法。比如说，对一组数据的地质含义，需要通过等值线形式来描述。具有创造性思维的地质家，不会机械地按照等值连线的法则去完成这项工作，而会首先在大脑中对数据等值趋势产生一个轮

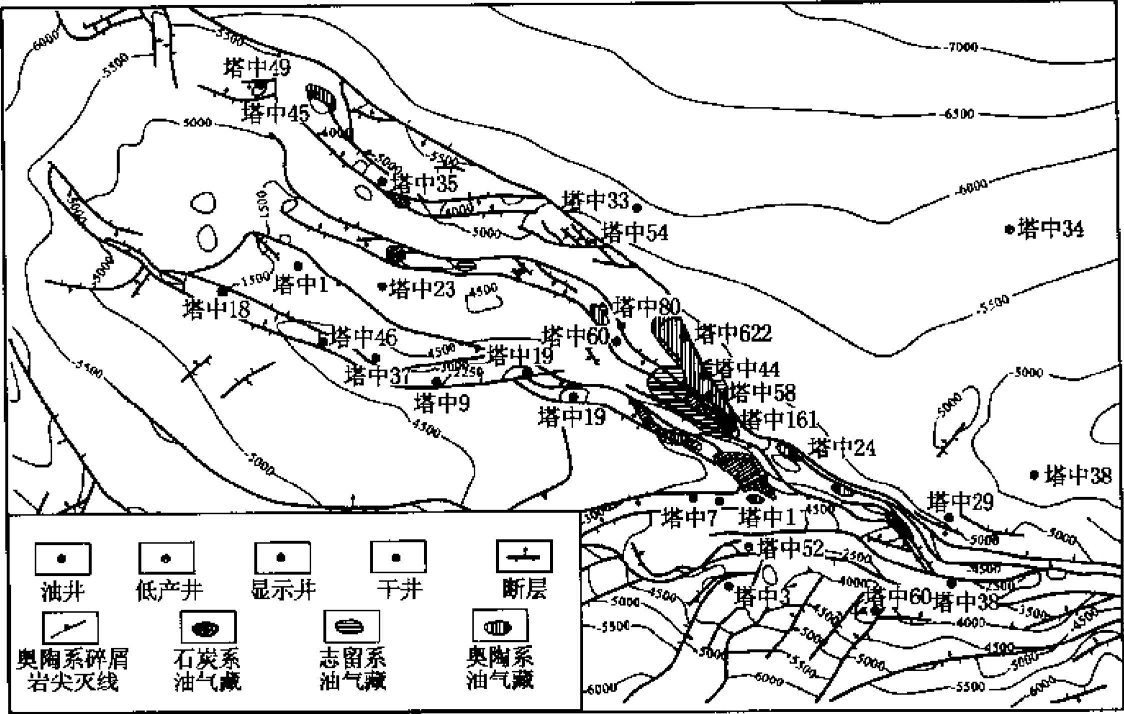


图 11－16　塔里木盆地塔中地区 2004 年勘探成果图

廓，然后根据背景知识中存在的模式，诸如沉积学的三角洲、河道、水下扇与礁体等，将数据点与这些模式建立起对应关系，并基于模式的指导来构图。图 11－17a 是一组有沉积学和构造学含义的厚度数据的分布图。对这一组数据，使用不同的模式指导可以产生决然不同的等值轨迹。如把它想像为受到年青河谷侵蚀的地貌，勾图形式就会如图 11－17b 那样；如果把它想像成是三角洲的入湖分枝水系，就可产生如图 11－17c 那样的等值线趋势；如果把这些厚度数据看作是一个变形岩层顶面构造的起伏变化，又会产生如图 11－17d 那样的形式。可见，模式对于指导成图是十分有效的。当然我们举这样一个例子并不是想告诉大家，由于有了模式指导，反而使我们的解释过多过滥而无法下结论。也不是想说，多用不同的模式会使解释更全面，而是说模式在指导我们将一组无序数据向包含客观地质内容的有序图形的转化中，发挥着重要作用。模式的使用不可滥选，需要对背景信息作了仔细的研究，并框定了研究目标所处的位置之后，才能根据数据反映的基本趋势，决定模式的选择，否则就难免陷入形而上学的歧途。

模式指导在油区构造几何学的研究和解释当中作用更大。当我们仅凭有限的井孔资料和二维地震剖面对地下构造面貌进行解释和研究的时候，如果能正确地选择和使用模式，不仅会使解释工作加快，而且也会大大提高解释方案的正确性与精度。运用模式参与油区构造几何学的研究和解释，如本节稍前所述，需要首先确定研究靶区所处的宏观构造背景。有了这样一个构造背景的定位，就等于对研究区可能存在的构造样式做到了心中有数，因而对井下或地震剖面上最可能出现的构造变形类型在接触实际资料之前就已成竹在胸。在这样的准备条件下开始工作，一定会有的放矢，又富有成效。

图 11－18 是一个选自我国台湾省北部胡口　杨梅背斜带的地表与地下资料。地表产状

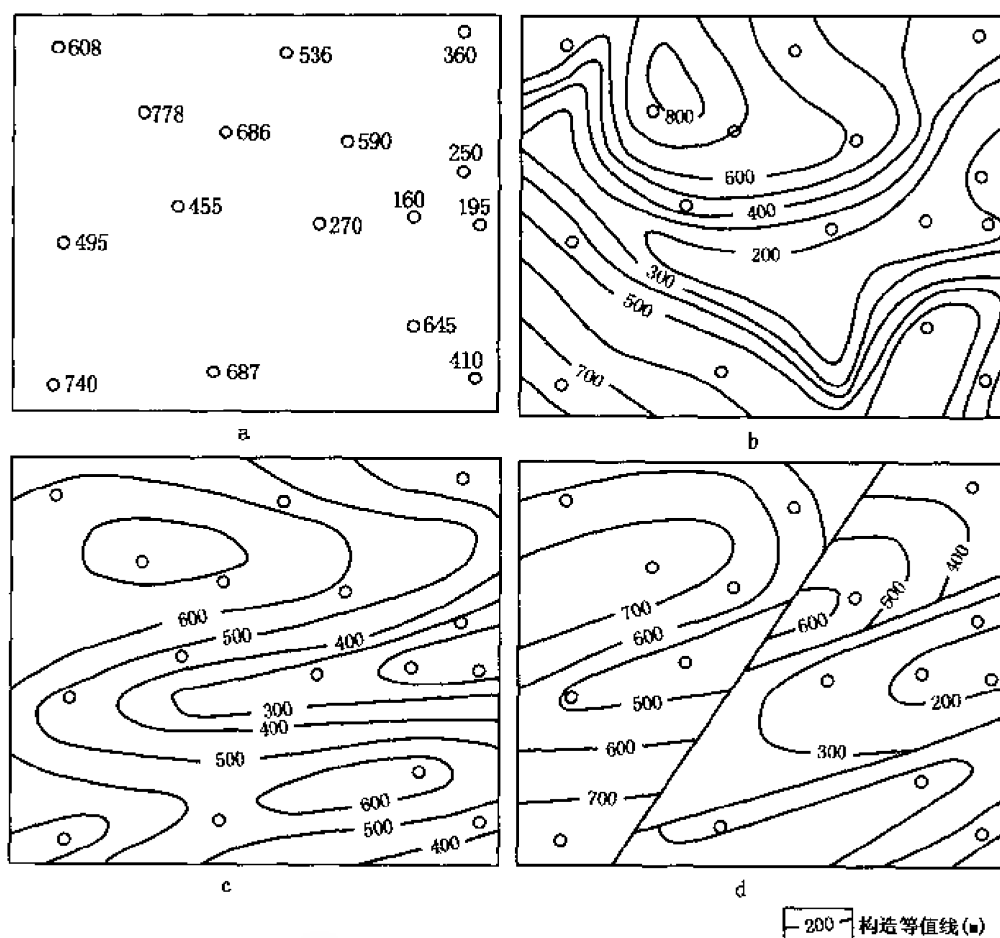


图 11-17 模式在地质成图中的作用(据 F.K.North, 1985)

与井下钻遇上新统清水页岩的厚度、产状、钻遇断层的断面及其他 A、B 和 C 层地层的产状也示于图中。对该区地下构造几何形态的恢复就借助了模式的指导。首先，从区域构造背景的分析确认，台湾北部构造位置属西太平洋岛弧西侧弧后盆地的一部分，在古近纪发育陆架型砂泥岩与火山碎屑岩，新近纪在盆地进一步拉开后形成巨厚的海相沉积组合。新近纪后期受到太平洋板块俯冲挤压的作用而使构造发生反转，形成弧后冲掩构造，从构造位置看易于产生薄皮构造组合。

构造位置的定位框定了井下构造变形可能出现的几何类型。在此基础上再回过头来对地面与地下产状与变化给予仔细分析。首先，在地表胡口-杨梅背斜的南、北倾产状是清楚的，且南倾（27°～32°）大于北倾（16°）。位于构造轴部的 A 井钻遇清水页岩的厚度高出 B 井近一倍，并钻遇断面，可以肯定地层增厚显然由断层引起。页岩以下两口井揭露地层产状均在 5°左右，呈一南倾单斜。说明断层上下构造存在差别。

有了这些分析，结合构造几何学成图规则，就能比较容易与客观地对地下构造面貌进行成图。如图 11-19 所示，这是一个典型的断层转折褶皱构造，易在前陆的刚、塑性地层间互的沉积区受到挤压以后而产生。

由此可知，模式指导下的研究既要注意补缺工作，又要防止形而上学。很显然，一种不顾资料的客观情况，用不合理的模式作生搬硬套式的比较，不是本节要提倡的做法，其

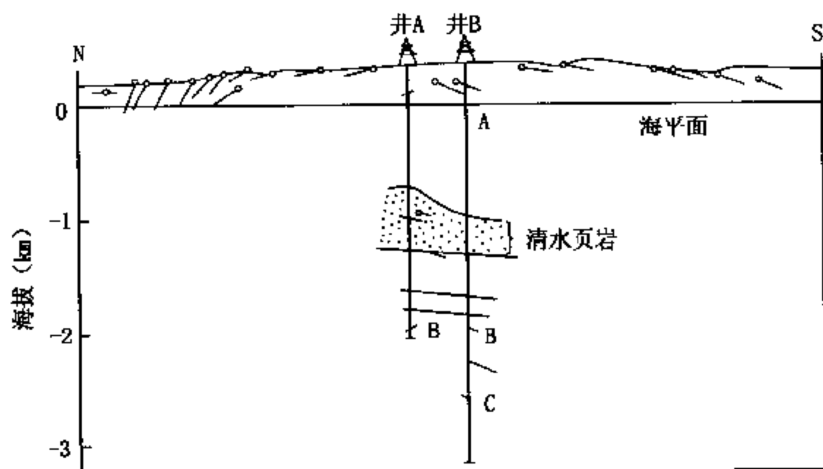


图 11－18　台湾北部胡口－杨梅背斜地表与地下的基础资料
（据 J. Suppe，1983）

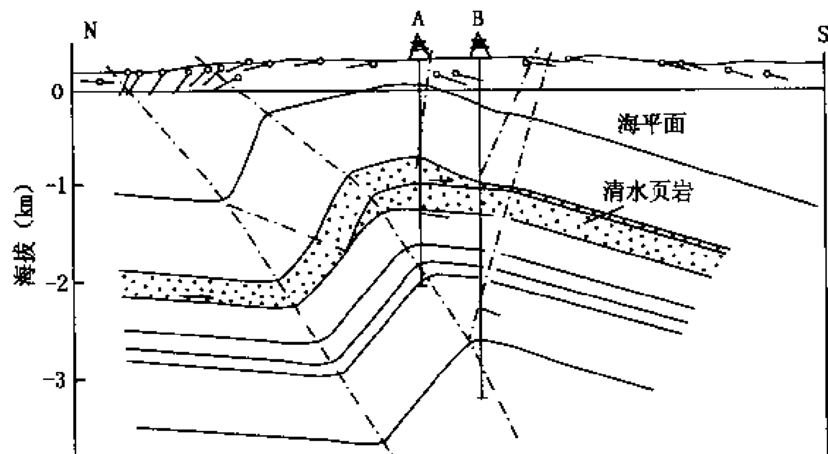


图 11－19　台湾北部胡口　杨梅背斜浅部断层转折褶皱解释图
（据 J. Suppe，1983）

结果也必然是错误的。相反，补缺却是模式指导下研究的一种值得大力提倡的心理过程（E A. Beaumont，1990）。对石油地质综合研究来讲也是十分重要的，原因是我们无法获得地下研究客体的全部信息，而只能将空缺部分靠思维予以填补。这种填补的过程不能带有任何异想天开和画蛇添足的做法，需要在模式的指导下完成任务。

在填补空缺时，我们必须谨慎选择模式，同时注意运用想像力。如果不能将地质资料中的空缺部分填补起来，就意味着我们不能够获得客观的推论。唯有有了这样的推论，才能够推动石油地质综合研究这部复杂的机器正常地运转起来。

3. 掌握考古学的复原技术——基于信息的演绎推理

石油地质综合研究主要是基于资料对研究客体开展观察、描述、归纳与重建工作。在这一过程中，大胆的演绎和推理，可以缩短研究周期，使中间成果与最终结论之间架起飞跃的桥梁。

这种方法的前提是我们思维中的常规定式，即由已知到未知的归纳方法。应该说归纳法就是综合的一种方法，是由零乱走向有序、由不连续走向系统与由独奏到交响乐的过程，是我们获得研究结论的重要途径。但是归纳法在很大程度上取决于已知部分的数量和内容，而且一般要求结论和概括不超出观察到的事实。这样一来就大大限制了思维的活动空间，当信息量不充分的时候就难免产生归纳总结的不完备甚至谬误。因此，石油地质研究在获取资料方面的不完全性与对客体描述的不可等规模性，决定了在保持和应用归纳方法认识问题的同时，还必须借助思维的演绎，使认识具有前瞻性。演绎就是基于前提而对结论的推理过程。因此要保证推理的正确，需要两个重要条件：一是推理的前提必须真实而准确，与石油地质综合研究有关的演绎推理的前提，就是资料和信息以及基于信息和资料对研究客体基本轮廓的初步印象；二是研究者的思维必须辩证对路。如果基于信息而产生的思维遐想从一开始就步入歧途，那么再活跃的想像，只会加大偏离客观的程度，不会有别的结果。

如1989年元月，我国陆上第一口科学探索井——台参1井在吐哈盆地台北（今称鄯善）构造侏罗系的三间房组获得日产25.6m^3的商业油气流。该井的突破虽然使人们相信侏罗系也能获得高产，但能否形成大型油气田，人们的评价不一。在一口井出油后，如何对发现点所代表的油气聚集规模作出客观评价，直接关系到评价钻探与探井向外围甩开的力度，这需要地质家根据已有的信息对油气聚集规模做出大胆的前瞻与客观的预测。当时使用的主要资料是台参1井与该区五六十年代的老井电测解释资料。经过对比确认，台参1井北侧的丘陵构造上的丘1井，从电性特征看，也有很好的油层，只是由于当时录井技术的敏感度不够，而未予发现。这一对比使我们相信，在台北构造及邻区，侏罗系三间房组的含油范围具有一定的规模。二是测井专家根据台参1井测井油、气、水解释结果与测试资料，对油藏的压力系统与油水界面作了客观的判断。从含油饱和度随深度显示的梯度变化及水层与油层压力梯度的变化看，在井深3135.1m以上长达316m的井段没有明显的含水夹层（图11-20），说明油藏的油柱高度很大。这样的大油柱已经接近构造圈闭的溢出点。由于台北与丘陵两构造之间为一北倾逆断层接触，从台参1井高点到与断层近邻的最低构造闭合线之间的幅度，显然小于油柱高度（图11-21）。所以，断层并未对油藏起到分隔作用，因此预测台北与丘陵构造的含油可连片。第

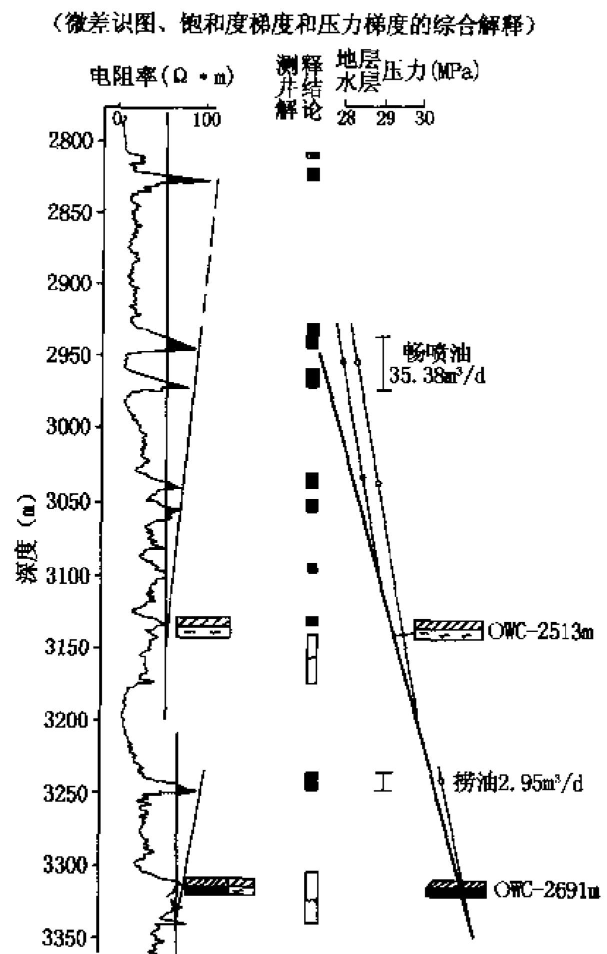


图11-20　台参1井油水系统预测图
（据张志松）

三项资料就储层席状连片分布模式的建立。要形成大面积连片含油的特征，储层本身必须具备连片分布的条件。经过单井与地震地层学的分析，确认台北构造区三间房组属三角洲平原相，发育一系列分枝水道。这些分枝水道在某一个特定的时间是彼此独立的，但是随着时间发展，各河道左右摆动，可使砂体之间达到不规则连接和沟通，从而构成一种大范围的不规则席状砂体（图 11－22）。

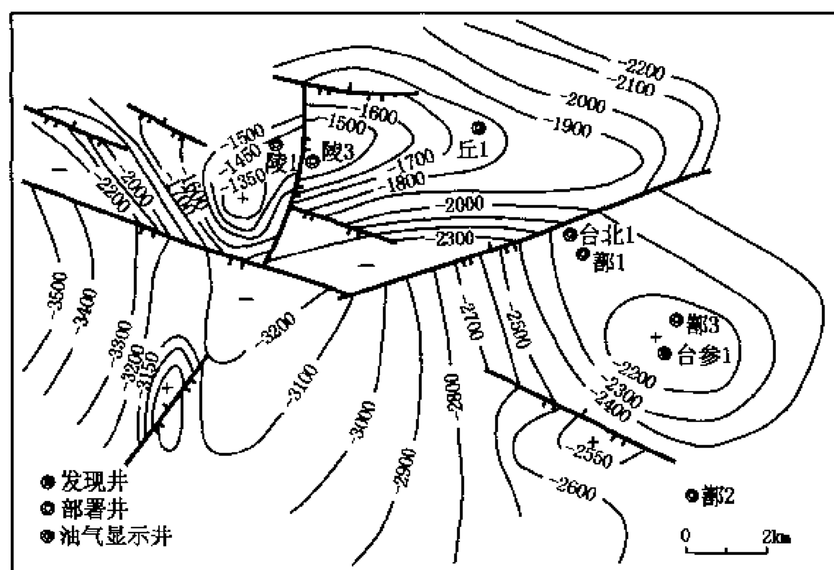


图 11－21　吐哈盆地台北构造及邻区七克台油层组顶部构造

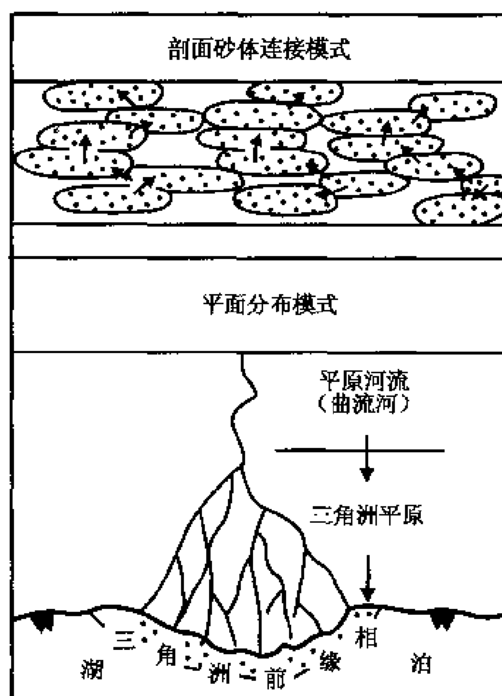


图 11－22　吐哈盆地台北构造区三角洲平原砂体连片模式图

有了上述三点基于资料和信息对研究区油气藏特征与油气分布的分析，在仅有一口井出油的情况下，就大胆地提出了该区存在大面积连片含油的预测，是一个预测石油储量超过亿吨的大型油气田。在这样的思想指导下，台参 1 井出油不久，就很快部署了台 1—台 5 井（实际钻探时称鄯 1—鄯 5）和陵 1—陵 4 井（图 11－21）。经钻探证实，鄯善—丘陵油藏确实是一个连片含油的大油田。截止 1997 年已拿到探明石油地质储量 9592×10^4t。

石油地质综合研究在很大程度上，类似考古与案件侦破，需要根据蛛丝马迹，对整体或全过程予以复原。研究工作中要善于假设、并善于小心求证。牛顿曾说过：“没有大胆的猜测，就不会有伟大的发现”。当研究工作中看到一种特殊的或有代表性的地质现象时，就应该很快联想到它所代表的地质含义，通过它的示迹作用，引来地质解释的“蓝图”。这样研究工作就是有的放矢，通过有目的的观察、分析与溯源之后，走向成功就水到渠

成了。

4. 科学用脑，艺术思维

石油地质综合研究与其他学科的研究工作一样，实施过程中，研究人员用脑的科学性和思维的艺术性（或思维的技巧）对成果会产生重要的影响。这个问题涉及面很广，前人也有所论述。如《科学研究的艺术》一书就很有参考意义（W. L. B 贝费里奇著，陈捷译，1979，科学出版社）。此处只在前人的基础上结合笔者的体会谈几个具有共性的问题。

1）“+”号、“?”号都很重要，但更要特别注意“?”号。

石油地质综合研究工作开始阶段，从发展和创新出发的研究人员，站在学科前沿，带着问号，用批判思考的态度去阅读大量最新的文献资料，他们对科学和生产实践往往最能作出新贡献。渤海湾与胜利油区的发展就经历了两次大的否定之否定，一是20世纪50年代末，在渤海湾地区打了100多口探井不见油气以后，有人在权威性杂志上发表长文全面论述渤海湾找油无望（陈勤，1958，地质学报），而另一些勘探家则认为，那是浅井和高凸起上的结果，渤海湾是中新代盆地，应下凹找油，结果1960—1961年先后在阳信凹陷、东营凹陷华8井见到生油层和工业油流，揭开了渤海湾油区大发现的序幕（邱中键，龚醒，1999），并建立了凹陷生油中心周围二级带勘探油气的理论，使渤海油区出现第一个储量增长高峰。但到70年代末，据二级带理论找油的规模与储量越来越少，胜利油田年增储只有4000余万吨。当时，勘探应转入精探阶段、再不可能发现较大油田等呼声、报告甚多，但一批勘探家对这个否定又作出了否定，因为过去找油重点在生油洼陷周围，其实还有更多的领域，特别是岩性地层油气藏勘探还大有可为，低凸起勘探尚未展开，于是上山、下洼，探斜坡、攻凸起，结果发现了一批大中型油田，产生了复式油气区找油理论，带来了渤海湾石油储量增长的第二个高峰，新增储量约占全国的68%，产量占到一半，胜利油田年产量最高曾达全国的45%。

而另一些人则把阅读资料仅仅当作知识的积累，这类带着加号看文献的研究人员，在知识的传播、推介和应用中可能起到很大的作用，但却很少有所创造。

2）充分的思考、丰富的想像是通过调查、观察、实验获得新发现的灵魂。

对事物及其相似性、重现性的调查、观察实验是认识事物的开始，也是知识的重要来源。有效的观察，除注意事物本身外，还需将其与已知事物联系起来进行深入思考。因此，调查、观察既有感知因素，也有思维活动。

实验的目的在于认识当前还未了解或未能很好解释的新事物，或者证实、修正乃至否定某个理论、假说或推理。

观察实验时，人们一般很重视方案设计、操作实施过程、实验细节、实验结果的统计分析。但并非人人都有发现新事物、产生新理论的机遇。人们通常说，机遇只垂青于那些执著追求及善于追求她的人，那么什么是执著追求、善于追求呢？我们的理解就是积极、勤勉，研究中注意应用新方案、新技术、新方法，并敏锐寻找线索，解释线索。认识其可能的重要意义，这就需要充分的思考、有丰富的想像力和对观察实验结果进行反复思考的习惯。沉积有机质接力成气理论的建立就是典型范例。关于沉积有机质演化生烃的实验、资料、报告、论文及著作，可谓汗牛充栋，但以前很少有人将干酪根在不同阶段生烃演化的互补和接力作用联系起来考虑。直到天然气“973”项目开展以后，才由首席科学家引领

研究人员，通过实验分析和丰富的联想、深入的思考，认识到：对于煤系成气，以前认为主要是Ⅲ型干酪根，成气发生在R_o>1.2%以前，其实煤系地层中丰富的可溶有机质在R_o>1.2%以后也可热裂解成气，对前者起到接力作用，而且由于煤系中可溶有机质含量丰富，其对成气有重要意义；同样，对于Ⅰ型干酪根，以前只注意到在R_o>1.5%的热降解成油、成气及成藏原油高温裂解成气，没有注意到在热降解生油阶段生成的多呈分散状留在烃源岩系中的液态烃在R_o>1.5%时的热裂解成气，其实这对R_o>1.5%阶段的生气来说也是一种接力，而且由于烃源系体积一般非常巨大，其意义亦很重大。这样，从干酪根，到可溶有机质，从热降解到分散液态烃的热裂解，从低温到高温就形成了完整的沉积有机质的接力生烃理论。

丰富的想像力来自广泛的联想和经常持久的思考、幻想。但在证据不足的时候，不要急于做出判断。进行讨论常常有助于创造性思考，研究中对问题思考，有时容易重复不利的思路。此时可暂停一段时间，或是同别人讨论问题，最好同不熟悉我们工作的人进行讨论。

3）假设、推理、直觉都要以对丰富资料的充分思考和科学鉴赏力为基础。

假设是研究工作中最重要的智力活动之一。“其作用是指出新实验和新观察，因而有时导致新发现，甚至在假设本身并不正确时亦如此”。

我们必须注意，不使自己对自己的假设过于热衷，应力求客观地判断，并一旦发现矛盾的事实就修改它或丢弃它。不使观察和解释受到假设的影响而歪曲。

推理在研究中的作用不是直接作出事实性或理论性的发现，而是证实、解释并发展它们，新发现的作出多半是一种奇遇，但思维逻辑过程亦常对发现有重要影响，一些天体的发现就是人们熟知的例子。

还有一些似属奇遇的发现，其实也是研究者素质和鉴赏力的体现。20世纪70年代中期，华北、任丘、任4井一颗油砂的反复观察和相关分析测试带来了任丘大油田的发现和渤海湾、潜山油气藏勘探的高潮就是一例。

直觉指对情况的一种突如其来的领悟或理解，也就是人们在不自觉地想着某一题目时，虽不一定，但却常常跃入意识的一种使问题得到澄清的思想。

直觉是如此重要，那么如何去探索与捕获直觉呢？一般认为：对问题和资料进行长时间的、自觉的、持续的考虑，直至达到思想的饱和，是产生直觉的最重要前提，避免、排除其他问题事物（不论是烦人的还是有趣的）的干扰是重要条件；在紧张工作一段时间以后，悠游闲适或暂时放下工作的时间更容易产生直觉；与别人接触，包括与同行或外行讨论，也有促进作用。新想法常常瞬息即逝，一旦出现就必须努力集中注意，即时记录。

假设、推理、直觉都受鉴赏力影响，善于发现具有发展前途的研究方向的人比别人更有远见，能看到研究工作可能产生的结果，因为他具有运用想像力假想远望的习惯，而不把自己的思想局限于已有知识和眼前的问题。

在科学研究中，我们的思想和行动常常不得不受以科学鉴赏力为依据的个人判断的指导。

4）战略、战术与研究人员的自我定位。

科学研究的一般战略是：研究时具有明确的目标，但同时保持警觉，注意发现并捕捉

意外的时机。因为人们只能计划研究而不能计划发现。

科学研究的战术是：

在安排上，把复杂过程分解。最有希望取得进展的方法是集中兵力猛攻薄弱的最易取得实破的环节。

实施过程中，当新发现有成功希望的线索时，应尽可能暂时放下其他活动或有趣的问题而全力追索这个线索。为解决难题，一再努力而仍未有进展时，可暂放几个月，但仍不时考虑，待有新想法或其他领域有新进展时再研究。研究报告应在工作过程中就动手编写：一方面免得忘记、灵感淡薄；另一方面也会在写的过程中促进研究工作。

工作后期，工作、文章完成后，要请有经验的同事提意见。不要轻易发表未得明确结论的研究工作及未经实验、观察充分证明的结论，否则，日后可能有损作者声誉，后悔莫及。

研究人员在接受任务或从事科研工作时，应对自己的特点有所了解。

就思维方法而言，科研人员大体可分为两类：一类是推测型的研究人员，他们的方法是运用想像和直觉来得到解决问题的方法，然后凭借实验和观察，对自己的假说加以检验。这种人适宜探索性研究，单干或当项目组长。另一类是条理型的研究者，他们一步步谨慎地推理，扎扎实实地推进，在收集了大量资料后得出解决问题的方法。这类人适合做发展性研究，适宜参加项目组。当然也有两类特征兼具的，那是全才奇才，这类人既适合当省部级及国家级的重大项目负责人，也能作发展性研究。

研究人员了解自己特点，更好地自我定位，一便于选择项目，二也有助于自己取长补短，更好地完成科研任务。

5. 其他研究技巧

(1) 形象地表现石油地质现象

研究者应具有画家的眼力与技法，能够把观察到的和基于信息与资料分析，在大脑中产生的感悟画，生动活泼地素描出来，给人们强烈的具体感觉，达到一目了然的效果。这就要求综合研究者不仅要选好描述客体的视角，使研究者便于抓住研究目标的特殊性并加于特别描述；而且要选好描述的方法，包括成图界面的确定与成图内容的选择，都对客观醒目地展示地下目标有着事半功倍的效力；并且还要有画家的技法，石油地质综合研究者要能够把观察到的和基于信息和资料分析而在大脑中产生的感悟画面，生动活泼地表达出来，使思维和想像的“蓝图”跃然于纸上。

(2) 系统地、有机地全面总结石油地质综合研究成果

石油地质综合研究成果，就好像一部完整的机器。要组装好这部机器，就必须了解机器的性能与结构，了解机器的部件与组装过程。同样要想很好地完成石油地质综合研究成果，必须熟悉每一单项研究成果，确定它们在总成果中的位置，在汇总中要有机地结合起来，文字与图件的结合要观点明确，论述有据，要突出研究中的新观点、新认识，明确指出下一步的勘探方向与建议，这就要求研究者要有比较好的组合能力，善于将单一成果有机地组合成优秀的总成果。

总之，石油地质综合研究中的过程恢复是一种顺藤摸瓜式的研究方法。其宗旨是通过对卷入油气成藏的各地质要素与作用过程在时间和空间中的组合关系的建立，达到预测和

发现油气藏现今赋存部位的目的。在这一研究过程中，不论是对静态地质要素的描述，还是对动态地质过程的恢复，都需要用一些二维平、剖面图来表达。图与图之间在组合关系与过程演变方面的地质含义，都需要研究来完成，这就需要研究者有比较好的组合能力，使这些“半成品”能在巧匠手中很快造就出精美的作品。

石油地质综合研究是一种富于挑战性的劳动，需要研究者的创造性、勤奋与执著的追求，才能摘取成功的果实。一位自身素质优秀又能合理使用方法的研究者，获得成功的机会自然就比一般研究者要多。而对于善于在自身素质培养与研究技法学习方面勤于努力的研究者，可以肯定地说，成功的机会也会不断垂青于你。

第四节　石油地质综合研究的发展方向与未来地位

石油地质界对油气有机成因性与流动性两大特点的内涵感悟，经历了漫长过程，反映了石油地质综合研究走过了本能认识—直观分析—理性思维的发展过程，这一过程蕴含了石油地质综合研究发展的基本趋势。

一、石油地质研究的重要性

随着油气勘探工作的不断深入，勘探难度越来越大，勘探目标越来越复杂、多样与隐蔽，勘探领域地质条件面临着由简到繁的局面。即从单旋回一期成藏盆地向着多旋回，多期成藏盆地转移的特点。勘探目标面临着由易到难的局面，即从寻找背斜油气为主，向着寻找岩性地层油气藏为主的方向发展。尤其是在我国陆相盆地中，地质复杂程度更是千变万化，如果只把生油、储层、盖层与圈闭等诸项基本石油地质条件的研究成果，简单汇总，拼盘式的研究捆绑起来指导勘探，是非常不够的。因此，必须进行全面的、系统的、有机联系的、针对性的加强石油地质综合研究，使该研究方法成为石油地质研究中的必要工具与手段。该研究也必须以先进的石油地质理论为指导，以实用有效的勘探技术为手段，研究探索三维地质体中油气生成、运移、聚集与分布的发育规律，进而指出盆地或油气聚集单元内，油气赋存部位、状态与潜力，提出低风险的勘探部署建议与勘探对策。

石油地质综合研究对象是一个含有时间概念的三维地质体，包括了油气生成、运聚、成藏有关的各项石油地质要素和作用过程。石油地质综合研究强调过程为主导的研究思路，突出过程恢复、关系建立与最终结果的描述。其精髓就是通过一系列图表对各项石油地质条件在地质历史中的变化过程与现今的基本面貌给出客观认识。因此，恰当地选择成图界面与成图内容和方式，对客观地反映成油气地质单元内油气的形成过程与具体分布是十分重要的。

石油地质综合研究要立足于专项石油地质课题的研究，把各项研究成果有机地结合起来、互相印证、发现矛盾、解决矛盾，通过综合分析，完成对三维地质体内油气生成到成藏过程的全面认识。

石油地质综合研究应遵循“整体”、“动态”与层次的原则。整体原则是指含油气地质单元内部，各种控制油气生成、运聚、油气藏形成与分布，都是在一个基本地质单元内进行的，只有从基本地质单元整体入手，才能揭示全单元内部油气赋存状态与分布规律。动

态原则是动态的观点，将油气从生成，经运移到聚集的时空演变过程与成油气地质单元的动态演化紧密地结合起来，并根据不同阶段所积累的资料来预测油气分布的可能状态。层次原则是指含油气地质体勘探状况，如盆地结构、凹陷形态、区带几何面貌与油气藏分布等，是可以分层次进行分析与认识的。因此，石油地质综合研究，就是要通过渐进式地剖析含油气地质体生成、运移、聚集与成藏过程，一步一步地逼近油气藏现今赋存状态。

遵循上述三项基本原则，采用有效的研究手段与方法，通过对地质体的综合分析，归纳与演绎，就可以对含油气地质体的石油地质特征与油气资源潜力与分析有一个全面的认识，有依据地提出油气勘探方向与目标。

二、石油地质综合研究的发展方向

石油地质综合研究的发展经历了从静态观察到动态综合研究的发展过程。将油气的生成到成藏所涉及的空间范围作用为一个整体，研究其中生烃—成藏的作用和过程，以及卷入这一作用和过程的一切地质要素的特征与组合关系，从而揭示油气分布的内在地质规律，应是石油地质综合研究的发展方向，应重视以下三点。

1. 过程恢复与关系建立是石油地质综合研究的主导方向

油气成藏过程的恢复与成藏要素关系的研究，必须在油气生成、运移与聚集的基本单元内进行，这个基本单元就是含油气系统。它是一个有着三维空间和时间含义的地质体，系统内油气的生成、运聚与分布都是独立的，通过对单元内各成藏地质要素的空间分布特征，流体运动方向、数量和范围关系的研究，指出单元内油气资源的潜力和分布规律。可以说含油气系统的研究，包含了石油地质综合研究的基本内容。

2. 专项突破与有机综合相携手，必将不断推动石油地质综合研究向前发展

专项研究的突破，常常使石油地质综合研究跃上一个新台阶，如低成熟油理论的出现，打开了一个新的油气勘探领域；我国天然气成因从“一元论”到“二元论”，发展到现在的多元论，对天然气勘探起到了极大的推动作用，使储量在 15 年内翻了两至三番；层序地层学理论与方法的提出，使生储油岩体在三维空间演化与分布的预测更加有效等。说明专项石油地质理论的突破与发展，对石油地质综合研究的深入与飞跃有着重要的引导作用。

有机综合是指油气成藏内在的地质作用过程分析为主线，将各成藏要素进行有机的组合分析，从而指出油气的运动方向、数量、范围与现今可能存在的位置。一项优秀的石油地质综合研究，首先要充分消化吸收各项地质资料，在此基础上，提出整体的技术研究思路与总体研究设计，在总体设计框架下，各项专题研究有机地结合起来，深入发展，出色地完成石油地质综合研究任务，进而正确地指导油气勘探工作。

3. 新技术与计算机在石油地质综合研究中扮演着重要角色

石油地质综合研究今后的发展，越来越依赖于新技术是不言而喻的。例如，多参数岩石地球物理研究新技术的出现，使得在有限井控条件下，可以对储层及油气藏特征进行描述，可以在三维空间客观地恢复沉积体系与环境。又如油藏地球化学技术的出现，可以使人们深入到油气藏内部，对流体的充注历史进行研究。再如地球物理相干处理技术的出现，可以在有限井控条件下，研究地下裂缝与断裂组合系统状况。随着石油地质综合研究的深入发展，新技术、新方法会不断涌现，这将会不断地把石油地质综合研究推向更新境界。

要实现这些目标，计算机无疑是不可缺少的先进工具。一项石油地质综合研究，从资料的读取和解释开始，到经济评价和勘探目标选择结束，内容包括数据存储、图形管理与生成、构造分析和成因、层序与沉积环境研究、储层预测、生油岩评价、盆地模拟、含油气系统描述、成藏组合评价、测井油层判别、油藏描述与勘探规划决策在内的勘探软件系统，不论从系统性、完整性、空间性与综合性，还是从快速性、展示性与应用性来说，计算机都是不可缺少的，因此，计算机的深入应用，为加快和提高石油地质综合研究水平扮演着重要角色。

三、石油地质综合研究的未来地位

石油地质综合研究成果，是指导油气勘探的基本依据。因此，只要开展油气勘探工作，就必然得开展石油地质综合研究。由于勘探阶段不同，研究内容与方法有所差别。胡见义院士等将石油地质综合研究层次划分为五个阶段，指出了各阶段的主要研究内容与可使用的关键技术与方法。我国大多数含油气盆地勘探目标，重点转向了岩性地层油气藏，石油地质综合研究基本进入了含油气系统、油气成藏组与油气藏三个层次，研究工作主要是以三维地震关键技术为手段，以层序地层学为基础的沉积相研究，结合精细构造分析，指出非构造油气藏勘探方向，无疑这将是今后深入开展油气藏勘探，持续不断发现新油气田的基本定位。

参考文献

丁贵明．1996．油气勘探工程及实践．勘探家，1（1）：1～5

窦立荣，李伟，方向．1996．中国陆相含油气系统的成因类型及分布特征．石油学报，23（1）：1～6

费琪等．1997．成油体系分析与模拟．武汉：中国地质大学出版社

贺自爱．1998．突破地学研究思维的单一定势．石油与天然气地质，19（1）

胡朝元，廖曦．1996．成油系统概念在中国的提出及其应用．石油学报，17（1）：10～16

胡见义，黄第藩，徐树宝等．1991．中国陆相石油地质理论基础．北京：石油工业出版社

胡见义．1997．含油气地质单元序列划分及其意义．见：中国石油学会石油地质专业委员会编．中国含油气系统的应用与进展．北京：石油工业出版社，3～8

黄第藩，李晋超等著．1984．陆相有机质的演化和成烃机理．北京：石油工业出版社

黄第藩，李晋超主编．1982．中国陆相油气生成．北京：石油工业出版社

李明诚．1994．石油与天然气运移．北京：石油工业出版社

卢明森．1994．思维奥秘探索．北京：北京农业大学出版社

牛嘉玉等．1996．中国北方中生界石油超体系．石油勘探与开发，23（6）：1～6

钱奔中，陈洪德等．1994．层序地层学理论和研究方法．成都：四川科学技术出版社

谯汉生．1994．概论石油地质综合研究．石油勘探与开发，21（2）

王捷．1996．油藏描述技术（勘探阶段）．北京：石油工业出版社

武守诚．1994．石油资源地质评价导论．北京：石油工业出版社

章士嵘．1986．科学发现的逻辑．北京：人民出版社

赵文智，何登发等著．1999．石油地质综合研究导论．北京：石油工业出版社

赵文智，何登发，李伟，孙国昕．1997．含油气系统的内涵与描述方法．见：中国石油学会石油地质专业委员会编．中国含油气系统的应用与进展．北京：石油工业出版社，9～24

赵文智，何登发．1996. 含油气系统理论在油气勘探中的应用．勘探家，(2)：12～19

赵重远．1998. 石油地质学发展：反思和展望．石油与天然气地质，19 (1)

朱世新等编．1987. 油气调查勘探与资源评价．北京：地质出版社

朱夏．1982. 中国中新生代油气盆地．见：构造地质学进展．北京：科学出版社

A A 巴基洛夫．1982. 油气聚集带形成地质条件与分布．北京：石油工业出版社

C K 威尔格斯等著，徐怀大等译．1993. 层序地层学原理．北京：石油工业出版社

"Adry" Bissada, K K. 1996. Geochemistry offers new E & P tools. The American Oil & Gas Reporter. November, 83～88

Allen, A P, and J R Allen. 1990. Basin analysis: Principles and applications. Blackwell Scientific Publications

Allen, U S. 1980. Model for hydrocarbon migration and entrapment within faulted structures. AAPG Bulletin, 73: 803～811

Hindle, A D. 1997. Petroleum migration pathways and charge concentration: a three-dimensional model. AAPG Bulletin, 81 (9): 1451～1481

Hunt, J M. 1990. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments. AAPG Bulletin, 74: 1～12

Hunt, J. M. 1990. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartment: AAPG Bulletin, 74: 1～12

Magoon, L B, and R M O Sanchez. 1995. Beyond the petroleum system. AAPG Bulletin, 79 (12): 1731～1763

Magoon, L B. 1988. The petroleum system - a classification scheme for research, exploration, and resource assessment, in L. B. Magoon, ed., Petroleum systems of the United States. USGS Bulletin, 1870, 2～15

Magoon, L B. 1989. Identified petroleum systems within the United States - 1990, in L B Magoon, ed. The petroleum system-status of research and methods: USGS Bulletin, 1912, 2～9

Magoon, L B. 1992. Identified petroleum systems within the United States - 1992, in L B Magoon, ed. the petroleum system-status of research and methods. USGS Bulletin, 2007, 2～11

Magoon, L B, and W G Dow. 1994. The petroleum system - from source to trap: AAPG Memoir 60

Miller, B M. 1982. Application of exploration play-analysis techniques to the assessment of conventional petroleum resources by the U. S. Geological Survey: SPE9561, 101～109

Perrondon, A. 1992. Petroleum systems: models and applications: Jounral of Petroleum Geology, 15, (3): 319～326

Perrondon, A, and P Masse. 1984. Subsidence, sedimentation and petroleum systems. Journal of Petroleum Geology, 7 (1): 5～26